

**ANALISIS *WELLHEAD PRESSURE* DALAM
MENGOPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI LAPANGAN
LANGGAK DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE PIPESIM***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

AFRIAL KAMIL

NPM. 133210315



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

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Afrial Kamil
NPM : 133210315
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis *Well Head Pressure* dalam
Mengoptimasi Laju Alir Produksi Lapangan
Langgak dengan Menggunakan *Software
Pipesim.*

Telah berhasil dipertahankan di hadapan 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 I : Novrianti, S.T., M.T. (.....)

Penguji I : Novia Rita, S.T., MT (.....)

Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 02 September 2020

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

**DOSEN PEMBIMBING
MAHASISWA**

Novia Rita, S.T., M.T.

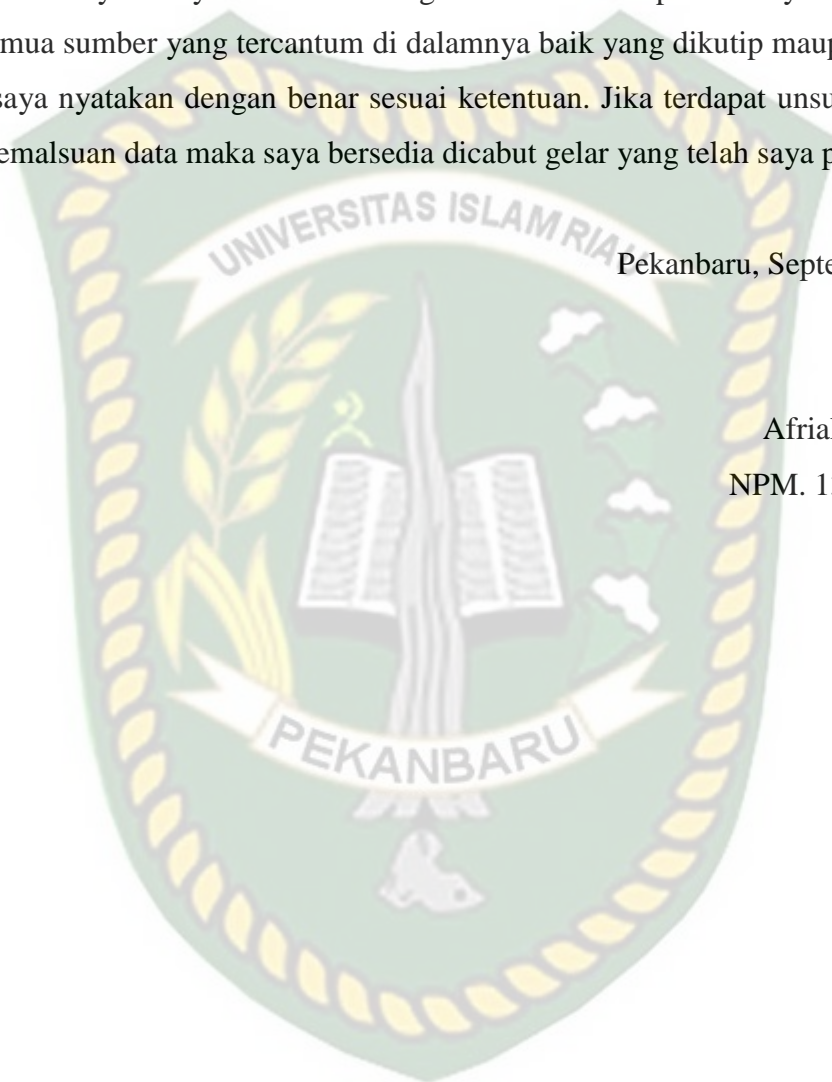
Novrianti, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, September 2020

Afrial Kamil
NPM. 133210315



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala 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. Ibu Novrianti S.T., M.T. selaku dosen pembimbing, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Ir. Ali Musnal, M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku ketua prodi dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku sekretaris prodi, serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
4. Orang tua yakni Ibu dan Ayah serta, adik-adik dan seluruh keluarga yang telah memberikan dukungan penuh akan material maupun moral yang hingga saat ini mampu memberikan semangat untuk setiap langkah yang saya ambil.
5. Orang terkasih yang telah membantu dan memberi semangat setiap harinya dalam penyelesaian tugas akhir ini.
6. Sahabat serta rekan seperjuangan yang membantu saya tanpa kenal waktu tanpa kenal lelah, terkhusus untuk teman-teman angkatan 2013.
7. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu memberikan dukungan

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

Pekanbaru, 02 September 2020

Afrial Kamil



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
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
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 Proses Aliran Dari GS (<i>Gathering Station</i>).....	4
2.2 <i>Wellhead Pressure</i>	4
2.3 Sistem Perpipaan.....	5
2.4 Aliran Fluida Dalam Pipa	6
2.5 Jaringan <i>Flowline</i>	8
2.6 Persamaan Beggs Brill.....	9
2.7 Penelitian Terdahulu	10
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	12
3.1 Metodologi Penelitian.....	12
3.2 Jenis Penelitian	14
3.3 Deskripsi Simulator	15

3.4 Tempat Penelitian	15
3.5 Jadwal penelitian.....	15
3.6 Studi lapangan.....	16
3.6.1 Peta Struktur Lapangan Langgak.....	16
3.6.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	17
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	20
4.1 Analisis Hasil Penelitian.....	20
4.2 Analisis dan Optimasi Jaringan Lapangan Langgak Menggunakan <i>Simulator Pipesim 2017</i>	21
4.3 Model Awal Jaringan Pipa Permukaan Lapangan Langgak.....	22
4.4 Hasil Simulasi Pada Masing-Masing Skenario.....	24
4.4.1 <i>Pressure vs Total Distance</i>	25
4.4.2 <i>Flowrate vs Total distance</i>	27
BAB V KESIMPULAN	30
5.1 Kesimpulan	30
5.2 Saran	30
DAFTAR PUSTAKA.....	31
LAMPIRAN.....	33

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1	<i>Flow Chart</i>	23
Gambar 3.2	Gambar Lapangan pada SPR Langgak	24
Gambar 3.3	Peta Kedalaman Horizon Top Sihap / MFS	26
Gambar 3.4	Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah	27
Gambar 3.5	Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	28
Gambar 4.1	Model Jaringan Pipa Lapangan Langgak Menggunakan Software PIPESIM 2017	33
Gambar 4.2	Hasil Running Simulasi pada Basecase (<i>Pressure vs Total Distance</i>)	34
Gambar 4.3	Hasil Running Simulasi pada Basecase (<i>Pressure vs Flowrate</i>).....	35
Gambar 4.4	<i>Pressure vs Total Distance Flowline - 1</i>	37
Gambar 4.5	<i>Pressure vs Total Distance Flowline - 2</i>	38
Gambar 4.6	<i>Pressure vs Total Distance Header</i>	38
Gambar 4.7	<i>Flowrate vs Total Distance Header</i>	39
Gambar 4.8	<i>Pressure vs Total Distance (Skenario Terbaik) Distance</i>)	42
Gambar 4.9	<i>Pressure vs Flowrate (Skenario Terbaik)</i>	42

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data yang Dibutuhkan.....	25
Tabel 3.2	Jadwal Penelitian.....	26
Tabel 4.1	Data Input Pipesim.....	33
Tabel 4.2	Data Input Flowline.....	33
Tabel 4.3	Penentuan Pressure dan Laju Alir dari masing-masing scenario	37



DAFTAR LAMPIRAN

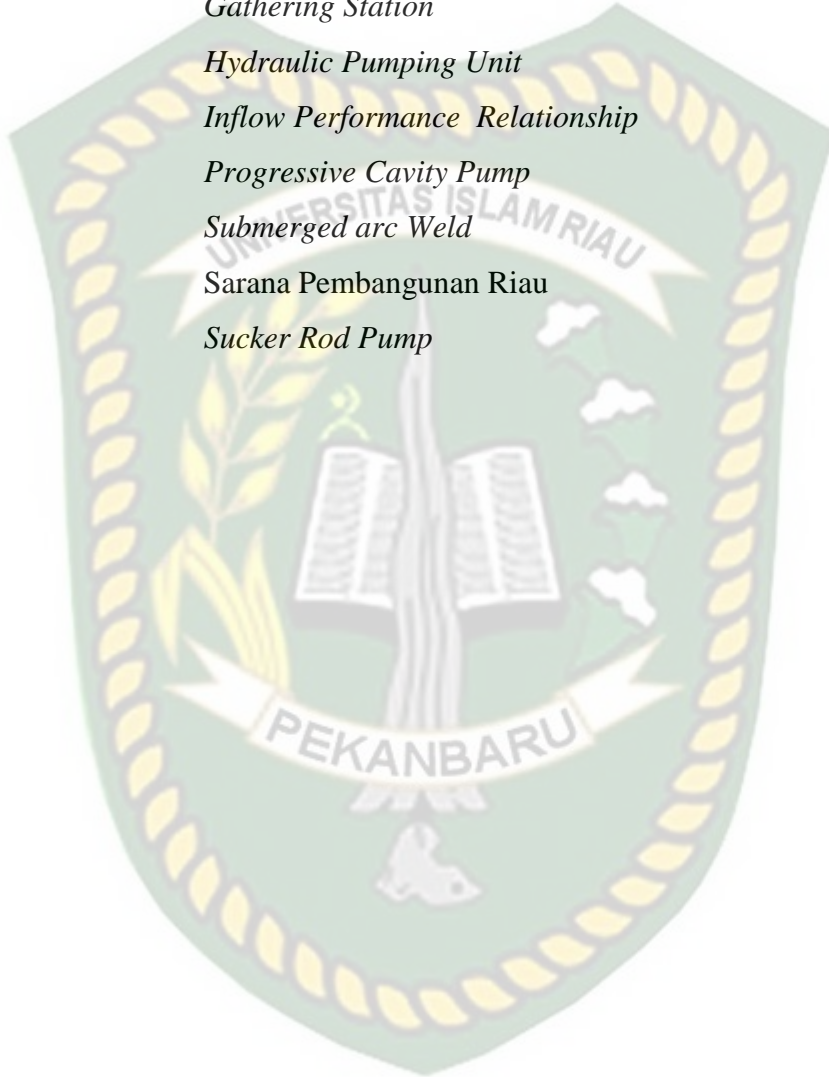
LAMPIRAN I 48
------------	----------



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

ERW	<i>Electric Resistance Welded</i>
ESP	<i>Electric Submersible Pump</i>
GS	<i>Gathering Station</i>
HPU	<i>Hydraulic Pumping Unit</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
PCP	<i>Progressive Cavity Pump</i>
SAW	<i>Submerged arc Weld</i>
SPR	Sarana Pembangunan Riau
SRP	<i>Sucker Rod Pump</i>



DAFTAR SIMBOL

d	= Diameter of pipe (ft)
f	= Fanning friction factor, (dimensionless)
g	= Acceleration of gravity (ft/s ²)
G	= Relating to the gas phase
gc	= Gravitational conversion factor, (32.174 lbm ft/ lbf s ²)
H	= Vertical elevation, ft
q	= Flowrate (BFPD)
T	= Temperatur (°F)
V _m	= Mixture velocity, (ft/s)
V _{sg}	= Superficial gas velocity, (ft/s)
ρ _g	= Densitas gas lbm/ft ³

**ANALISIS WELL HEAD PRESSURE DALAM MENGOPTIMASI LAJU
ALIR PRODUKSI LAPANGAN LANGGAK DENGAN MENGGUNAKAN
SOFTWARE PIPESIM**

AFRIAL KAMIL
133210315

ABSTRAK

Wellhead pressure berperan penting terhadap *flowrate*, dimana dengan mengatur tekanan di *wellhead*, akan diperoleh *flowrate* yang optimum ketika fluida dialirkan menuju *Gathering Station* (GS). Salah satu permasalahan yang dihadapi oleh lapangan minyak yang beroperasi dalam wilayah PT. SPR Langgak ialah penurunan performa produksi. Produksi minyak bumi secara terus menerus, mengakibatkan penurunan produksi secara perlahan yang disebabkan oleh beberapa faktor sumur itu sendiri serta penurunan tekanan di reservoir. Oleh karena itu, perlu dilakukannya analisis terhadap *surface facility* di Lapangan Langgak untuk menentukan nilai tekanan *wellhead* yang optimum untuk mengalirkan fluida ke GS.

Penelitian ini melakukan optimasi dan analisis *pressure wellhead* untuk mengetahui hubungannya terhadap laju alir fluida sampai ke GS dengan menggunakan software pipesim 2017. Pada simulator pipesim ini ada empat macam skenario yang akan dikembangkan dengan melakukan perubahan data pada *pressure wellhead* yang berpengaruh terhadap *flowrate* di sepanjang pipa sampai ke GS. Penelitian ini dilakukan tidak secara keseluruhan Lapangan Langgak namun hanya dua sumur yakni sumur AK dan sumur RS. Dengan mengganti *pressure* di GS, pada Skenario 1 dengan *pressure* 40 Psi, Skenario 2 dengan *pressure* 35 Psi, Skenario 3 dengan *pressure* 30 Psi, dan Skenario 4 dengan *pressure* 50 Psi.

Berdasarkan hasil penelitian, optimasi dengan empat macam skenario penggantian *wellhead pressure* berpengaruh terhadap *flowrate* di sepanjang pipa. Pada skenario 1 diperoleh total *flowrate* sebesar 1550,10 BFPD, dengan *wellhead pressure* di sumur RS 46,13 Psi dan sumur AK 44,59 Psi. Skenario 2 sebesar 1535,26 BFPD, dengan *wellhead pressure* di sumur RS 41,85 Psi dan sumur AK 40,15 Psi. Skenario 3 sebesar 1530,18 BFPD, dengan *wellhead pressure* di sumur RS 37,71 Psi dan sumur AK 35,82 Psi. Serta pada skenario 4 sebesar 1603,33 BFPD, dengan *wellhead pressure* di sumur RS 55,08 Psi dan sumur AK 53,78 Psi. Dari diversifikasi skenario tersebut, skenario yang terbaik adalah skenario 4 dan bisa dijadikan pertimbangan perusahaan untuk selanjutnya diimplementasikan di lapangan.

Kata kunci : *Gathering Station*, *Flowrate*, Simulator Pipesim, *Wellhead Pressure*

**WELLHEAD PRESSURE ANALYSIS IN OPTIMIZING
PRODUCTION FLOWRATE IN LANGGAK FIELD USING PIPESIM
SOFTWARE**

AFRIAL KAMIL
133210315

ABSTRACT

Wellhead pressure plays an important role in flowrate, where by regulating the pressure in the wellhead, the optimum flowrate will be obtained when the fluid is flowed to the Gathering Station (GS). One of the problems faced by oil fields operating in the PT. Langgak SPR is a decrease in production performance. The continuous production of petroleum has resulted in a gradual decline in production caused by several factors in the well itself as well as a decrease in pressure in the reservoir. Therefore, it is necessary to carry out an analysis of the surface facilities at Langgak Field to determine the optimum wellhead pressure value for flowing fluid to the GS.

This research performs optimization and pressure wellhead analysis to determine its relationship to the fluid flow rate up to the GS by using the pipesim 2017 software. In this pipesim simulator there are four kinds of scenarios that will be developed by changing the data on pressure wellhead which affects the flowrate along the pipe until to GS. This research was conducted not throughout Langgak Field, but only two wells, namely AK wells and RS wells. By changing the pressure at GS, in Scenario 1 with a pressure of 40 Psi, Scenario 2 with a pressure of 35 Psi, Scenario 3 with a pressure of 30 Psi, and Scenario 4 with a pressure of 50 Psi.

Based on the research results, optimization with four kinds of wellhead pressure replacement scenarios affects the flowrate along the pipe. In scenario 1, the total flowrate is 1550.10 BFPD, with wellhead pressure at RS 46.13 Psi well and AK well 44.59 Psi. Scenario 2 is 1535.26 BFPD, with wellhead pressure at RS 41.85 Psi well and AK well 40.15 Psi. Scenario 3 is 1530.18 BFPD, with wellhead pressure at RS 37.71 Psi well and AK well 35.82 Psi. And in scenario 4, it is 1603.33 BFPD, with wellhead pressure in RS 55.08 Psi well and AK 53.78 Psi well. From the diversification of these scenarios, the best scenario is scenario 4 and can be used as a consideration for the company to be implemented in the field.

Keywords: Pipe network, Pressure Drop, Pipesim Simulator, Optimization



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada prinsipnya, ilmu teknik produksi terpusat kepada pengangkatan fluida dari reservoir ke permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan dalam memproduksi suatu sumur adalah laju produksi, dimana besarnya harga laju produksi (q) yang diperoleh dengan metoda produksi tertentu merupakan laju produksi optimum, baik ditinjau dari sumur itu sendiri maupun dari lapangan secara keseluruhan (Pamungkas, 2004). Untuk menjaga agar laju alir optimal maka yang harus dilakukan ialah dengan mengatur tekanan di *wellhead*, sehingga diperoleh laju alir optimum ketika fluida dialirkan menuju *Gathering Station (GS)*.

Semakin besar laju alir fluida maka nilai perubahan tekanan terhadap jarak juga semakin besar. Laju alir yang ada di GS pun akan menurun dengan adanya penurunan tekanan di sepanjang *flowline* dan *header*. Keadaan ini juga diakibatkan oleh adanya gesekan berlebihan antara permukaan pipa dan fluida yang mengalir didalamnya.

Salah satu permasalahan yang dihadapi oleh lapangan minyak yang beroperasi dalam wilayah PT. SPR Langgak ialah penurunan performa produksi. Permasalahan ini terjadi pada sumur AK dan sumur RS Produksi minyak bumi secara terus menerus, mengakibatkan penurunan produksi secara perlahan yang disebabkan oleh beberapa faktor sumur itu sendiri serta penurunan tekanan di reservoir. Hal ini juga mempengaruhi aliran fluida di permukaan menuju gathering station. Salah satu faktor yang mempengaruhi adalah adanya *back pressure*, *pressure drop* maupun adanya hidrat disepanjang pipa serta fasilitas permukaan yang semakin tua. Aliran fluktuasi di beberapa jaringan pipa (*slug flow*, *intermittent* dsb) menyebabkan terjadinya *back pressure* disepanjang pipa sehingga sumur-sumur dengan tekanan rendah dapat mati. Menurut Rachman & Permatasari (2018), kepastian aliran fluida merupakan analisis teknik secara menyeluruh untuk menjamin pengangkutan fluida hidrokarbon tersebut berjalan secara aman dan ekonomis di setiap lingkungan yang dilalui. Salah satu kunci kesuksesan industri

perminyakan adalah tidak adanya hambatan pada aliran fluida menuju gathering station.

Oleh karena itu, analisis terhadap *surface facility* di Lapangan Langgak perlu dilakukan untuk menentukan nilai tekanan wellhead yang optimum untuk mengalirkan fluida ke GS. Hal ini meliputi evaluasi terhadap jaringan pipa yang ada di Lapangan Langgak dengan simulator pipesim hasil simulasi ini dapat mengindikasikan adanya gangguan atau kondisi yang tidak optimum pada jaringan pipa di lapangan tersebut.

Pada simulasi ini, pressure wellhead diatur untuk mengidentifikasi permasalahan disepanjang pipa. Hal ini berintegrasi dengan mengembangkan berbagai skenario agar permasalahan tersebut dapat diatasi dan produksi meningkat secara berkelanjutan. Apabila dari analisis hasil *software* pipesim ditemukan permasalahan atau nilai *flowrate* yang tidak optimal pada jaringan pipa, maka selanjutnya dilakukan analisis *wellhead pressure* terhadap *flowrate*. Hasil simulasi ini kemudian dievaluasi untuk menemukan skenario dengan nilai *flowrate* yang optimal. Melalui penelitian ini, maka diharapkan agar nilai tekanan wellhead yang tepat ditemukan untuk mengoptimalkan *flowrate* Lapangan Langgak.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun beberapa tujuan dalam melakukan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis *wellhead pressure* dan *flowrate* jaringan *flowline* di sumur RS dan sumur AK pada lapangan Langgak menggunakan *software* pipesim 2017.
2. Mengoptimasi laju alir produksi berdasarkan *wellhead pressure* di sumur RS dan sumur AK pada Lapangan Langgak.

1.3 Manfaat Penelitian

Uraian kontribusi dari penelitian yang dilakukan untuk ilmu pengetahuan pada penelitian ini bertujuan untuk menentukan titik-titik permasalahan terjadi yang ada di jaringan *flowline* dengan menerapkan *software pipesim* pada lapangan

Langgak. Dengan diketahuinya permasalahan yang ada di jaringan *flowline* ini, diharapkan dapat meningkatkan performa produksi yang akan datang.

Sedangkan manfaat penelitian untuk cakupan lingkup mahasiswa ini sebagai penambahan pengetahuan dan referensi mengenai *wellhead pressure* dengan menerapkan *software* pipesim.

1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini hanya membahas hubungan antara *wellhead pressure* dan *flowrate* dengan menggunakan *software* pipesim 2017.
2. Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data yang hanya diperoleh dari lapangan Langgak.
3. Penelitian hanya membahas *flowrate* dan *wellhead pressure* tanpa mempertimbangkan kajian dari segi keekonomian.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam adalah segala hal di bumi yang diciptakan oleh Allah Subhanahu wata'ala untuk dimanfaatkan oleh makhluk ciptaanNya. Manusia sebagai Khalifah di muka bumi diwajibkan untuk memelihara, mengelola maupun memanfaatkan segala sumber daya alam dan akan dipertanggungjawabkan di akhirat kelak. Dalam Firman Allah pada Q.S Al-An'am (6): 1-3, Allah telah menciptakan segala sesuatu di langit dan bumi dan mengetahui apa yang kita kerjakan. Oleh karena itu, merupakan suatu kewajiban bagi kita untuk mensyukuri apa yang telah Allah berikan. Salah satunya memanfaatkan gas alam untuk kehidupan manusia.

2.1 Proses Aliran Dari GS (*Gathering Station*)

Fluida dari sumur-sumur produksi (*oil wells*) melalui sistem perpipaan yang dilakukan dengan dua cara yaitu dengan menggunakan sistem *Production Line* dipompakan ke *gathering station* atau dengan menggunakan *Individual flowline*. Pada sistem *flowline*, masing-masing *flowline* dari sumur produksi dihubungkan dengan *header* yang ada di *gathering station*, sedangkan pada sistem *production line*, *flowline* dari setiap sumur produksi dihubungkan dengan masing-masing *header* yang terdapat pada *production line* yang ada di jalan utama menuju *gathering station*. Dari *gathering station*, fluida kemudian menuju ke separator untuk pemisahan dari minyak dan air sebelum masuk ke Gas Boot. Gas yang dipisahkan dialirkan ke *vapor recovery* untuk diproses lebih lanjut, tapi tidak semua lapangan dilengkapi alat tersebut (Francisco, 2013)

2.2 *Wellhead Pressure*

Wellhead Pressure merupakan parameter yang mempengaruhi jumlah laju aliran. Pada penelitian ini didapatkan bahwa semakin besar tekanan kepala sumur maka semakin besar laju aliran yang diperoleh (Putra, Fitrianti, & Cendra, 2018). Jelas ada hubungan yang cukup antara tekanan kepala sumur dan laju cairan.

Tekanan ini diukur dengan *pressure gauge* dari alat kelengkapan kepala sumur. *Wellhead pressure* terdiri dari *wellhead pressure static* dan *dynamic*.

Tekanan kepala sumur statis diukur saat kondisi sumur yang diam dan tergantung pada tekanan reservoir, kedalaman sumur, dan kepadatan media pengisian. Secara numerik itu sama dengan perbedaan antara tekanan reservoir dan tekanan hidrostatis kolom cairan dari kepala sumur ke reservoir. Sedangkan Tekanan kepala sumur dinamis diukur dalam sumur operasi dan bergantung pada parameter yang sama seperti tekanan statis dan pada laju sumur atau pada laju aliran agen injeksi, serta pada tekanan dalam pipa di dekat sumur dan pada perbedaan tekanan di tutup. Tekanan kepala sumur berlebih (terhadap tekanan atmosfer) dapat mencapai 100 MPa dan lebih (dalam sumur gas, pada rekahan hidrolik).

2.3 Sistem Perpipaan

Transportasi untuk distribusi gas dari sumur menuju stasiun pengumpul akan dialirkan melalui pipa. Menurut (Wibowo, 2015) Pipa adalah suatu teknologi dalam mengalirkan fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah yang sangat besar dan jarak yang jauh melalui laut dan daerah tertentu. *Pipeline* adalah sarana transportasi diam yang berfungsi untuk menyalurkan fluida baik dalam bentuk *liquid* maupun gas. Menurut (Woldeyohannes & Majid, 2011) Gas harus dipindahkan dari lokasi penyimpanan dan produksi menuju konsumen baik dengan bentuk gas alam cair melalui truk maupun melalui sistem jaringan pipa. Transportasi gas jarak dekat menggunakan pipa agar lebih ekonomis daripada menggunakan LNG. Pengembangan sistem jaringan pipa transmisi gas merupakan masalah utama untuk memenuhi permintaan yang terus tumbuh dari berbagai pelanggan.

Menurut (Marfo, Opoku Appau, & Kpami, 2018) Sistem transportasi gas alam dikategorikan dua jenis yaitu sistem transmisi dan sistem distribusi. Menurut (Nava et al., 2012) Saluran pipa adalah bagian penting dari industri minyak dan gas global, menyediakan sarana ekonomi, dapat diandalkan untuk mengangkut minyak dan gas alam dari produksi hulu ke kilang hilir, pembangkit listrik dan pasar. Umumnya didefinisikan sebagai garis panjang dari segmen pipa yang terhubung dengan pompa, katup dan peralatan lain yang diperlukan untuk mengoperasikan

sistem. Saluran pipa telah digunakan untuk transportasi cairan dan gas selama ribuan tahun, serta saluran pipa sangat penting untuk kesejahteraan ekonomi dan keamanan sebagian besar Negara.

Seiring dengan berjalannya waktu, dalam sistem transmisi gas diangkut dalam pipa bawah tekanan tinggi akan ditemukan permasalahan disepanjang pipa. hal ini disebabkan oleh beberapa faktor internal maupun eksternal yang dapat menurunkan kinerja pipa. Beberapa permasalahan yang diprediksi terjadi di sepanjang pipa diantaranya:

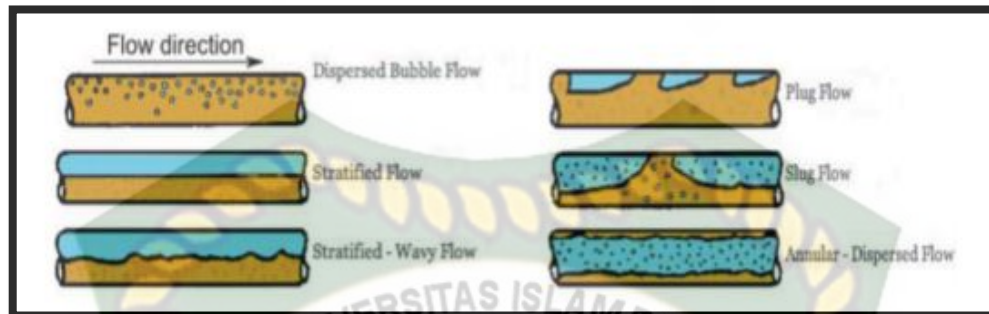
1. Terjadinya *back pressure* di sepanjang pipa yang dapat menyebabkan matinya sumur-sumur dengan tekanan rendah.
2. Tingginya *pressure drop* pada beberapa jaringan pipa.
3. Fasilitas produksi yang telah berumur cukup tua yang menyebabkan terjadinya perubahan volume kapasitas dan kualitas fasilitas itu sendiri serta sistem jaringan pipa yang dipasang sebelumnya sudah tidak efektif jika masih digunakan saat ini sehingga frekuensi buka-tutup jaringan masing-masing sangat tinggi yang menyebabkan produksi gas mengalami penurunan.

2.4 Aliran Fluida Dalam Pipa

Menurut (Rachman & Permatasari, 2018) Kepastian aliran fluida merupakan analisa teknik secara menyeluruh untuk menjamin pengangkutan fluida hidrokarbon tersebut berjalan secara aman dan ekonomis di setiap lingkungan yang dilalui. Menurut (Ansyori, n.d.) Pola aliran merupakan suatu parameter korelasi dan tidak menyatakan tentang pola aliran sebenarnya kecuali apabila pipa pada kedudukan horizontal. Aliran fluida yang tidak stabil dapat menyebabkan timbulnya permasalahan pada pipa, salah satunya terjadinya *back pressure* di sepanjang pipa. menurut (Baitlessov, Kaibaldiyeva, & Rojas-Solórzano, 2016) ada 6 jenis aliran 2 fasa pada aliran horizontal, diantaranya :

1. *Dispersed bubble flow* (aliran gelembung tersebar)
2. *Stratified flow* (aliran berlapis)
3. *Stratified-wavy flow* (aliran berlapis-bergelombang)
4. *Plug flow*

5. *Slug flow* (aliran siput)
6. *Annular- dispersed flow* (*Annulus* – aliran tersebar)



Gambar 2.1 *Liquid - gas flow patterns in horizontal flow conditions*
(Geoffrey,2011)

Menurut (Esmaeili, 2012) Aliran siput (*slug flow*) adalah termasuk cairan (liquid) yang bolak-balik dengan kecepatan gelembung gas tinggi yang mengisi hampir seluruh pipa. ketika liquid dan gas mengalir simultan dalam pipa, dapat membentuk *slug* yang dibuat oleh gas *pockets*. Pembentukan *slug* dapat disebabkan oleh berbagai faktor:

1. Efek hidrodinamik (gelombang permukaan)
2. *Terrain effect* (efek medan)
3. *Pigging*
4. *Start up* dan *blow down*
5. *Flowrate* atau perubahan tekanan

Aliran *slug* ini yang dapat menyebabkan terjadinya *back pressure* di sepanjang pipa. oleh karena itu, dibutuhkan rencana dan juga skenario untuk mengantisipasi terjadinya *back pressure* ini dengan melakukan analisis perilaku aliran di sepanjang pipa.

Menurut (Nava et al., 2012) Model aliran *steady state* dapat dimodelkan dengan menggunakan perangkat lunak seperti Pipesim dan Pipephase. Studi jaminan aliran *steady state* memiliki tujuan sebagai berikut:

- a. Menentukan ukuran aliran berdasarkan maksimum dan minimum laju aliran yang diizinkan dan penurunan tekanan.

- b. Mengurangi risiko pembentukan hidrat selama operasi. Ini membutuhkan evaluasi distribusi temperatur dan tekanan di sepanjang aliran dalam kondisi *steady state*.
- c. Memilih insulasi kombinasi yang mencegah suhu pada dasar riser sistem bawah laut turun dibawah nilai minimum untuk pendinginan pada seluruh rentang produksi. Suhu dasar riser ditentukan sebagai fungsi aliran dan sistem kombinasi insulasi *wellbore / flowline*.

Menentukan laju aliran maksimum pada sistem untuk memastikan suhu tidak melebihi batas atas yang ditetapkan oleh proses pemisahan dan dehidrasi atau desain peralatan. (Bai, 2005)

2.5 Jaringan *Flowline*

Fluida dari sumur dialirkan melalui *flowline*, *manifold* dan *header* selanjutnya menuju ke stasiun pengumpul/pemisahan. *Flowline* adalah suatu pipa penyalur minyak dan gas bumi dari sumur menuju separator.

Tipe pipa yang digunakan untuk *pipeline* yaitu :

1. *Seamless pipe*

Merupakan jenis pipa yang dibuat dari besi bulat pejal kemudian didesain menjadi bentuk pipa. Pipa jenis ini memiliki diameter luar 1/8 *inchi* sampai 26 *inchi*.

2. *Submerged arc Weld (SAW)*

Merupakan jenis pipa yang dibentuk dari plat datar kemudian dibengkokkan menjadi bentuk pipa dengan bantuan *pipe mill*.

3. *Electric Resistance Welded (ERW)*

Merupakan jenis pipa yang dibentuk dari plat datar yang dihubungkan dengan pengelasan butt weld dengan induksi frekuensi tinggi.

2.6 Persamaan Beggs Brill

Metode Begg-Brill bekerja untuk aliran horizontal maupun vertikal 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.

Namun, seringkali saat operasi produksi berlangsung, fluida dan gas mengalir secara kolektif. Misalnya dengan adanya aliran gas yang berproduksi bersama dengan kondensat, air atau terjadinya kondensasi selama aliran. Dengan adanya fluida ini akan menyebabkan penurunan tekanan untuk aliran dua fasa. Permasalahan aliran dua fasa atau multifasa ini dapat diselesaikan dengan beberapa korelasi persamaan, seperti Weymouth, Beggs and Brill, Panhandle A dan Panhandle B. Namun, penelitian ini hanya akan membahas metoda Beggs and Brill.

Persamaan kehilangan tekanan yang digunakan Beggs and Brill sebagai berikut:

$$\frac{-dp}{dz} = \frac{\frac{g}{gc} \sin \theta [\rho_l H_l + \rho_g (1-H_l)] + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2g_c d}}{1 - \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1-H_l)] V_m V_{sg}}{g_c p}} \dots \dots \dots (1)$$

Keterangan:

- ρ_g = densitas gas lbm/ft³
- g_c = *Gravitational conversion factor*, (32.174 lbm ft/ lbf s²)
- g = *acceleration of gravity* (ft/s²)
- H = *vertical elevation*, ft
- V_{sg} = *Superficial gas velocity*, (ft/s)
- V_m = *Mixture velocity*, (ft/s)
- D = *diameter of pipe* (ft)
- f = *Fanning friction factor*, (*dimensionless*)
- G = *Relationg to the gas phase*

2.7 Penelitian Terdahulu

Pada penelitian ini, R_s (*solution gas oil ratio*) belum diketahui, jadi kita menggunakan rumus *solution gas oil ratio* untuk di input ke dalam *pipesim* dalam *black oil Pvt* (Irvan et al., 2009).

Optimasi produksi dilakukan dengan membuat model dengan menggunakan *software*. Sebelum melakukan pembuatan model, dilakukan analisis data perusahaan yang akan digunakan untuk pembuatan model. Kemudian dilakukan pembuatan model sistem *receiver high pressure*. Pembuatan model ini menggunakan *software pipesim*. Model dibuat bertujuan untuk menyelaraskan model simulasi dengan keadaan yang sebelumnya. Dalam hal ini yang disetarakan adalah laju alir produksi pada tiap sumur (Pradhita, 2015),.

Hasil dari simulasi yang didapatkan bahwa dengan melakukan penggantian ukuran *choke* akan meningkatkan laju alir dari masing-masing sumur tanpa menimbulkan masalah selama proses produksi berlangsung. Hal ini disebabkan karna penggantian ukuran *choke* yang akan mampu membatasi laju alir dari masing-masing sumur sehingga tidak melebihi laju kritis air dan laju kritis gas (Suwardi, 2011).

Penelitian oleh Royan Thalib, (2017) melakukan analisis perbandingan perhitungan desain *engineering* pipa alir dengan simulasi dengan menggunakan *software pipesim* terhadap kondisi operasi pada lapangan X PT.Pertamina EP Asset 1 Field RAMBA. Pada penelitian ini dilakukan analisis *back pressure* maupun *pressure drop* di sepanjang pipa yang menyebabkan produksi minyak menjadi turun. Metoda yang dilakukan dengan melakukan perhitungan kehilangan tekanan di dalam pipa alir dan menganalisis permasalahan tersebut menggunakan *software pipesim*. Sehingga diperoleh hasil bahwa simulasi dengan *software pipesim* terhadap kondisi aktual lapangan tidak memiliki selisih penurunan tekanan yang signifikan. *Software pipesim* cukup dalam mengilustrasikan kondisi aktual lapangan. Selain itu, terkait dengan potensi pengembangan lapangan agar kapasitas produksi bisa mencapai 66,000 BFPD, dibutuhkan penggantian pipa alir menjadi pipa dengan ukuran 12” untuk menanggulangi besarnya fluida yang mengalir dan memperoleh produksi sumur yang optimum.

Penelitian oleh Biyanto et al. (2016), dari ITS dan UTP Malaysia yang mana melakukan optimasi laju alir massa gas pada sumur gas menggunakan *software pipesim* dengan melakukan perhitungan menggunakan metode Beggs-Brill dan membuat permodelan pipa menggunakan simulator. Hasil yang diperoleh yaitu jika massa gas mengalir lebih tinggi maka akan menyebabkan penurunan tekanan sangat besar serta jika laju aliran massa semakin rendah maka penurunan tekanan akan kecil.



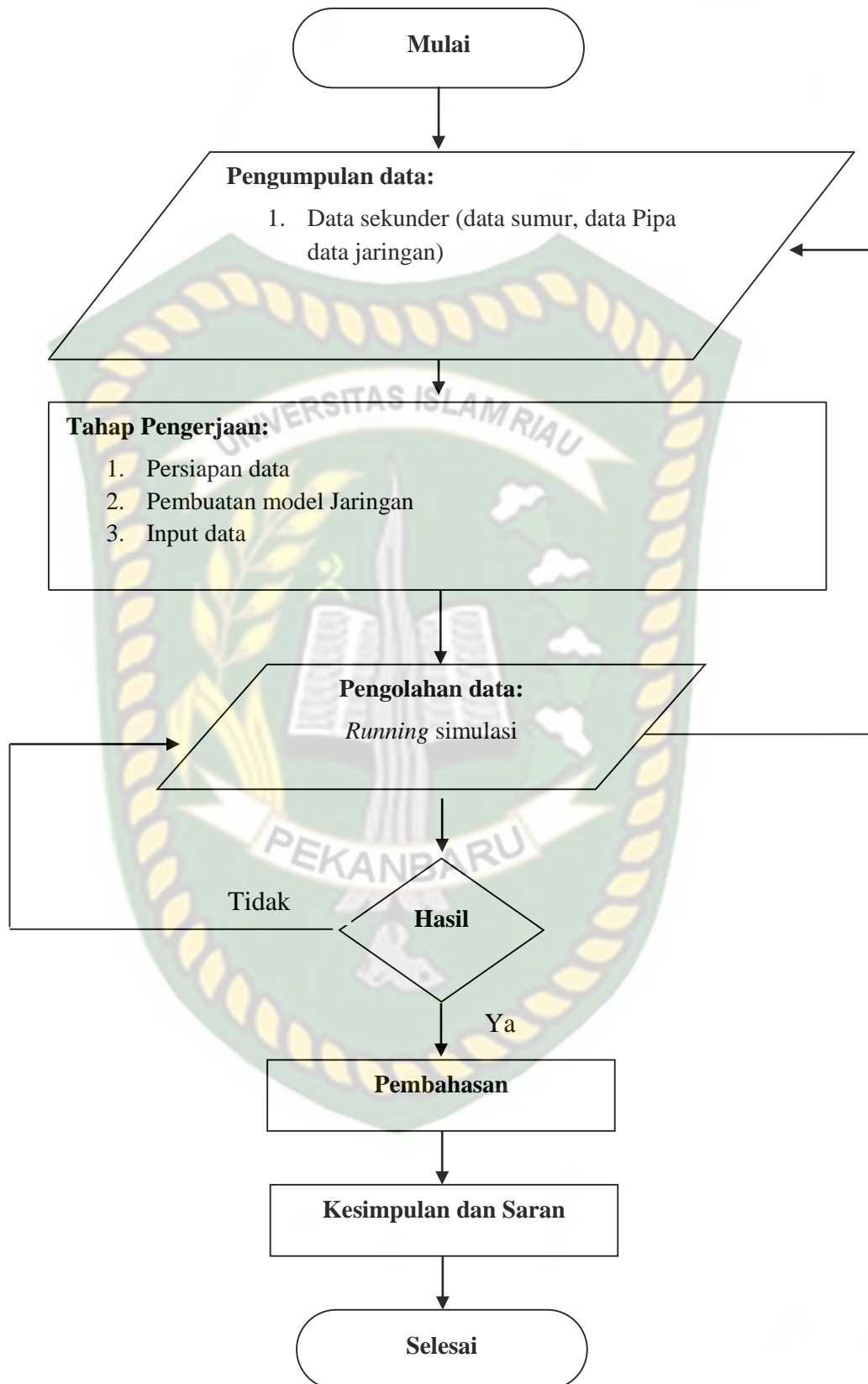
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah metode field reserch dan simulation reserch. Adapun data yang digunakan pada penelitian adalah data sekunder yang diperoleh dari lapangan Langgak.

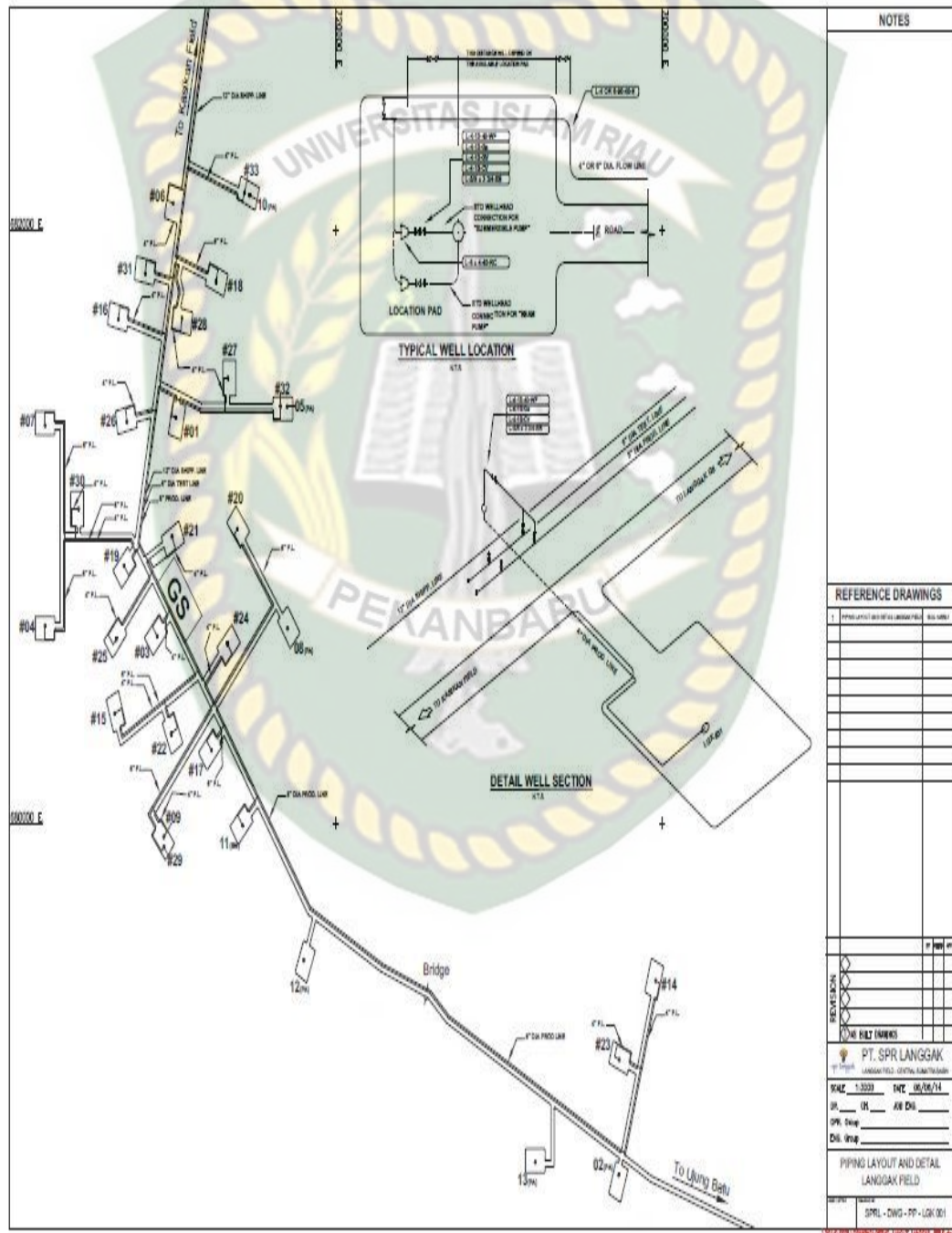
Data yang diperoleh dari lapangan dilakukan pemodelan menggunakan *software* pipesim untuk selanjutnya dianalisis hubungan antara wellhead pressure dan flowrate pada lapangan Langgak. Untuk optimasi flowrate akan dilakukan 4 skenario dengan variasi *pressure* pada GS. Kemudian untuk perkiraan penurunan tekanan pada pipa horizontal dilakukan dengan metoda Beggs and Brill.



Gambar 3.1 Flow Chart

3.2 Jenis Penelitian

Penelitian dilakukan dengan menggunakan simulator pipesim dalam mendesain jaringan fasilitas permukaan dan menentukan kondisi yang optimal. Data yang digunakan yaitu data sekunder yang bersumber dari data lapangan SPR Langgak, serta data skunder yang bersumber dari buku, jurnal, dan prosiding sesuai dengan topik pada penelitian.



Gambar 3.2 Gambar Lapangan pada SPR Langgak

Data yang digunakan dalam pembuatan model simulasi pada penelitian ini yaitu sebagai berikut :

Tabel 3.1 Data yang Dibutuhkan

No.	Parameter
1	Skema Perpipaan
2	<i>Well Data</i>
3	<i>Pipeline Data</i>
4	Flow Rate

3.3 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 menganalisa kinerja *flowline* dan *surface facility* untuk menghasilkan analisis sistem produksi yang kompresif. *Software* ini dibuat untuk membantu *engineer*, dengan *software* ini kita bisa mendesain jaringan perpipaan sesuai dengan *requirement*, baik itu dari segi *pressure*, *flowrate*, *velocity*, *temperature*. (Pipesim User Guide, 2003).

3.4 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.

3.5 Jadwal penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Juni s/d Agustus 2020.

Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

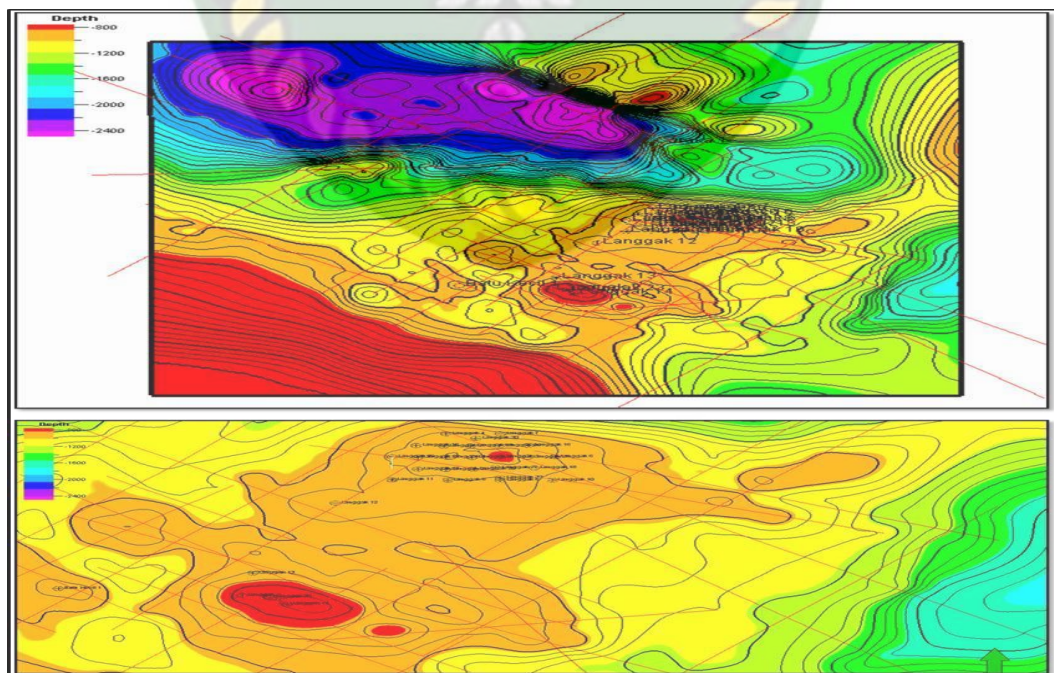
No	Jenis Kegiatan	Juni 2020				Juli 2020				Agustus 2020			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Analisis Sistem												
2	Pengumpulan Data												
3	Pembuatan Model												
4	Interpretasi												
5	Pengolahan Hasil												

3.6 Studi lapangan

Berikut ini penjelasan mengenai kondisi lapangan penelitian berupa peta stuktur lapangan, data sumur dan sejarah sumur yang membantu dalam penyelesaian penelitian ini sebagai berikut:

3.6.1 Peta Struktur Lapangan Langgak

Berdasarkan data pemboran dapat diketahui bahwa Lapangan Langgak memiliki 3 reservoir utama yaitu reservoir B Sand, A Sand dan P Sand. Berdasarkan

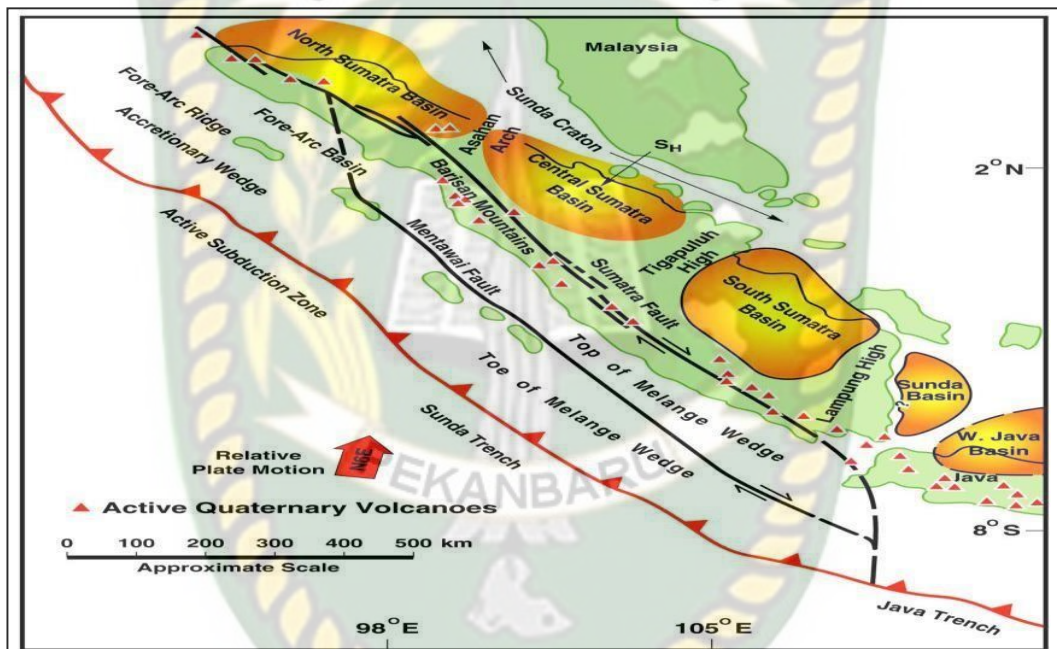


Gambar 3.3 Peta kedalaman horizon Top Sihas/MFS (PT.SPR Langgak)

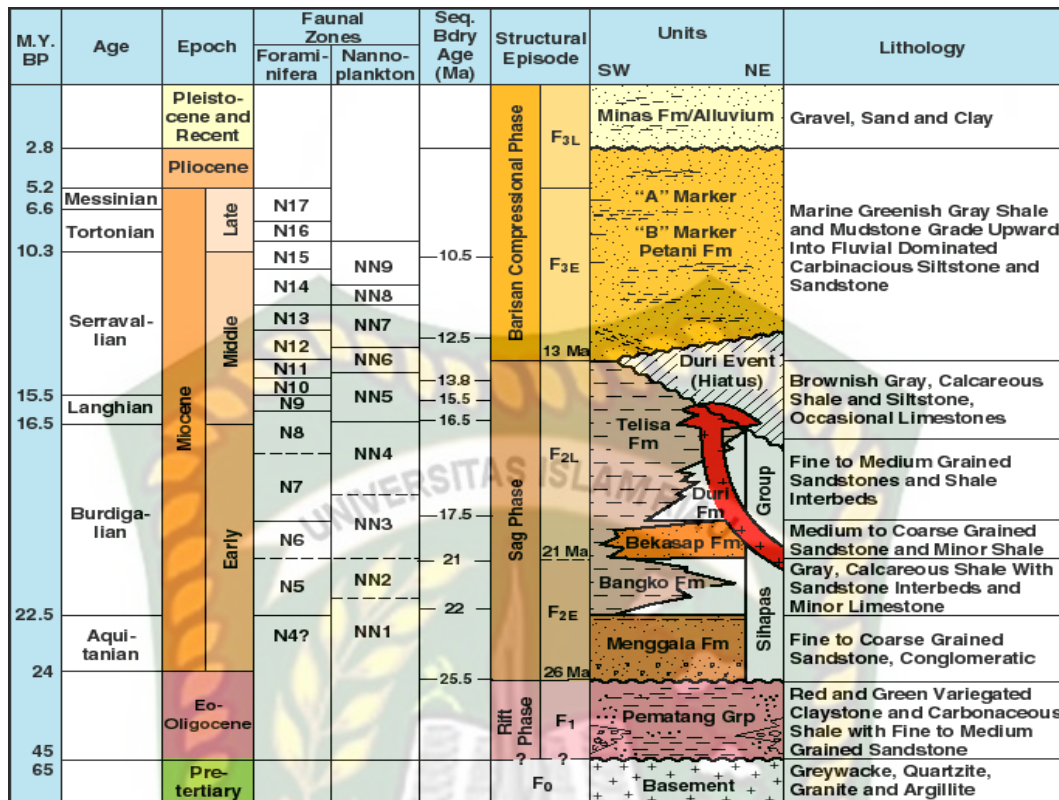
Peta struktur kedalaman perangkap yang ada pada Lapangan Langgak berupa antiklin *four way dip*.

3.6.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan dari yang tua ke yang muda, yaitu batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas.



Gambar 3.4 Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick, 1993)



Gambar 3.5 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah, (Heidrick & Aulia, 1993)

Pada lapangan yang diteliti tergolong pada kelompok batuan sihapas. Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Lithologi pada Kelompok Sihapas ini didominasi oleh batupasir dan serpih. Kelompok Sihapas diendapkan hampir di seluruh cekungan. Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Telisa dan Formasi Duri.

1. Formasi Menggala

Formasi Menggala merupakan formasi yang tertua dari Kelompok Sihapas yang berhubungan secara tidak selaras dengan Kelompok Pematang. Litologinya tersusun atas batupasir konglomeratan berselang-seling dengan batupasir halus sampai sedang. Diendapkan pada saat Miosen Awal pada lingkungan *fluvial channel* sampai laut dangkal dengan ketebalan pada tengah cekungan sekitar 900 kaki, sedangkan pada daerah yang tinggi ketebalannya tidak lebih dari 300 kaki (Dawson, et al, 1997). Batu pasir formasi ini merupakan reservoir yang penting pada Cekungan Sumatra Tengah.

2. Formasi Bangko

Formasi Bangko diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala. Litologinya tersusun atas serpih gampingan, batupasir dan lapisan tipis batugamping yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*) mulai dari lingkungan paparan (*shelf*) sampai delta plain (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 300 kaki. Formasi ini merupakan batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya.



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Hasil Penelitian

Jaringan pipa lapangan Langgak saat ini menggunakan diameter pipa dengan ukuran 4 in, 6 in, dan 8 in. Jaringan pipa ini mendistribusikan minyak dari sumur menuju stasiun GS (*Gathering Station*). Lapangan Langgak ini mulai beroperasi tahun 2010 sampai sekarang, dengan melihat dari kondisi fasilitas permukaan yang cukup tua, laju alir minyak serta kemampuan *wellhead* pada tiap-tiap sumur, maka tidak dapat dipungkiri akan mengalami penurunan kemampuan produksi. Aktualnya pada proses pendistribusian suatu fluida dari suatu titik ke titik lain akan mengalami kerugian energi seperti kehilangan tekanan dan penurunan laju alir. Hal ini akan menyebabkan deklinasi kemampuan suatu jaringan. Oleh karena itu, untuk meningkatkan laju alir produksi maka dilakukan pengoptimalan laju alir. Dalam hal ini dilakukan optimasi maupun analisis terhadap permasalahan yang terjadi terhadap *flowrate* dan *pressure* di sepanjang jaringan pipa, agar mengetahui faktor-faktor yang menyebabkan terjadinya permasalahan ini serta melakukan berbagai skenario dimana skenario yang terbaik akan diimplementasikan.

Pengembangan model atau skenario-skenario jaringan pipa digunakan dengan simulator Pipesim 2017 disesuaikan dengan peta jaringan pipa yang terdapat di lapangan sehingga diperoleh model simulasi yang representasi di lapangan. Dengan melengkapi serta menggunakan 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 dilakukan rektifikasi maupun improvisasi yang mana akan diketahui kemampuan jaringan pipa tersebut.

Sebelum dilakukannya analisis optimasi jaringan pipa pada lapangan Langgak ini, tujuannya adalah untuk menentukan hasil *flowrate* yang lebih maksimal dengan memperhatikan *wellhead pressure*. *Basecase* ini ialah data dan model awal pertama yang terjadi secara actual di lapangan tersebut. Karena

menurunnya *pressure* terhadap *total distance* tersebut secara signifikan maka perlu dibuat model skenario untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal, sehingga analisis ini perlu dilakukan berdasarkan *wellhead pressure*.

4.2 Analisis dan Optimasi Jaringan Lapangan Langgak Menggunakan Simulator Pipesim 2017

Desain jaringan pipa pada simulator Pipesim berdasarkan data aktual lapangan tersebut dimana selanjutnya akan diinput pada model jaringan. Pembuatan model jaringan dengan menggunakan data fluida, data perpipaan, data produksi sumur, data tekanan, temperature serta data laju alir lapangan.

Pada simulator Pipesim 2017, penginputan data berdasarkan yang didapat maupun dari asumsi serta data sekunder yang ada. Berdasarkan data yang diperoleh, dapat dilihat pada gambar 4.1 sampai gambar 4.3 data pipa diimplementasikan dengan berbagai ukuran diameter seperti 4 dan 8 inch serta dengan panjang *flowline* yang berbeda dari tiap sumur.

Tabel 4.1 Data Input Pipesim

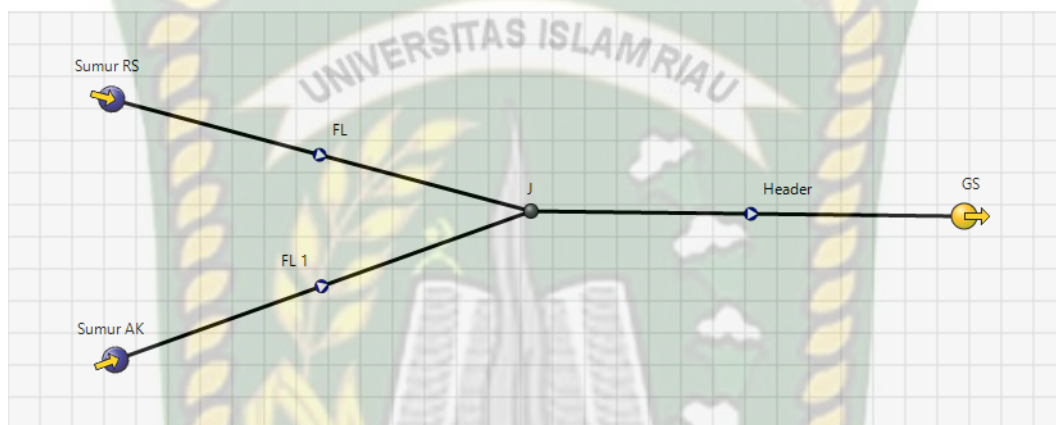
Nama Sumur	Type Flowrate	Flowrate(BFPD)	Temperatur (F)	GOR	Water Ratio (%)
Sumur AK	Liquid	930,7	112	0	97,1
Sumur RS	Liquid	675,56	109	0	96,84
GS	Liquid	0	0	0	0

Tabel 4.2 Data Input Flowline

Nama Flowline	Distance (ft)	ID (inch)	Wall Thickness (inch)	Amb. Temp (F)
FL	1023,62	4	0,5	60
FL 1	328,08	4	0,5	60
Header	2952,76	8	0,5	60

4.3 Model Awal Jaringan Pipa Permukaan Lapangan Langgak

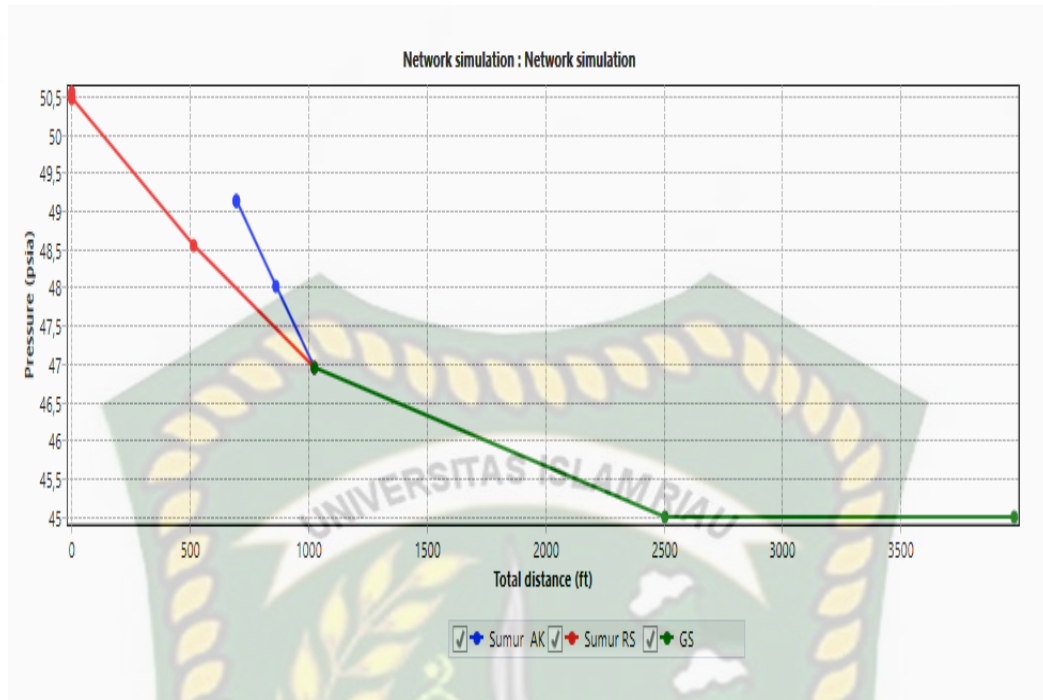
Pada lapangan Langgak ada 2 sumur yang akan dianalisis untuk pengoptimalan laju alir produksi, yaitu sumur RS dan sumur AK. Alasan kenapa hanya 2 sumur ini saja yang dilakukan karna sumur ini posisinya cukup jauh dan hasil perubahannya juga kelihatan, sehingga Hasil pembuatan desain model jaringan pipa pada simulator Pipesim 2017 berdasarkan *road map* lapangan yang dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 4.1 Model Jaringan Pipa Lapangan Langgak Menggunakan *Software* PIPESIM 2017

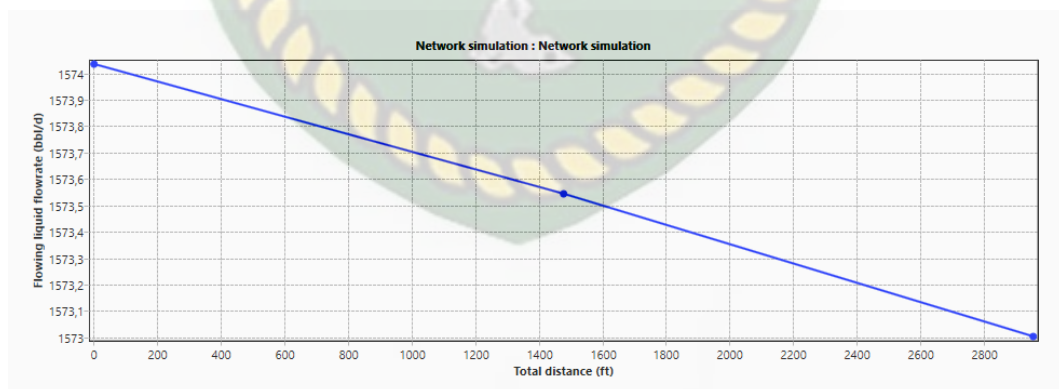
Hasil *running program* dapat dilihat pada hasil *report* simulasi PIPESIM 2017 yang mana harus merepresentasikan dengan kondisi aktual di lapangan seperti data pipa, tekanan, maupun produksi *fluid* sehingga dapat melakukan skenario desain pengoptimalan pipa untuk meningkatkan produksi *fluid* di lapangan Langgak.

Hasil *run* simulasi pada *base case* dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 4.2 Hasil *running* simulasi pada *base case* (*Pressure vs Total distance*)

Berdasarkan dari grafik pada Gambar 4.2, Sumur RS mengalami penurunan *pressure* sebesar 3,5 Psi dengan *distance* 1023,62 ft, Sumur AK mengalami penurunan *pressure* sebesar 2 Psi dengan *distance* 328,08 ft, dan terlihat *pressure drop* pada *Flowline Header* sebesar 2 Psi pada *distance* 2500 ft.



Gambar 4.3 Hasil *running* simulasi pada *base case* (*Pressure vs Flow Rate*)

Berdasarkan grafik pada gambar 4.3, penurunan *flowrate* dapat dilihat pada *line J* menuju GS, penurunan *flowrate* terhadap *distance* ini dapat disimpulkan tidak optimalnya laju alir sampai ke GS. Dimana *flowrate* yang sampai ke GS hanya 1573,04 BFPD.

4.4 Hasil Simulasi Pada Masing-Masing Skenario

Setelah dilakukan simulasi pada masing-masing skenario didapatkanlah hasil berupa *pressure vs total distance* serta *flowrate vs Total distance* yang didapatkan untuk sumur RS dan AK pada setiap *flowline* di Lapangan Langgak yang dapat dilihat pada tabel 4.1. Berdasarkan dari tabel tersebut data yang disajikan terdiri dari *pressure*, *flowrate* dan *total distance* dimana perolehan data ini dilakukan dengan 4 skenario untuk sumur RS dan AK. Empat skenario ini dilakukan untuk dijadikan *screening* kriteria untuk mendapatkan data yang terbaik dari simulasi ini sehingga dengan melihat 4 skenario ini diharapkan agar data yang diambil dijadikan untuk permodelan yang akan diubah pada lapangan Langgak.

Tabel 4.3 Perubahan *Pressure* dan Laju Alir dari masing-masing Skenario

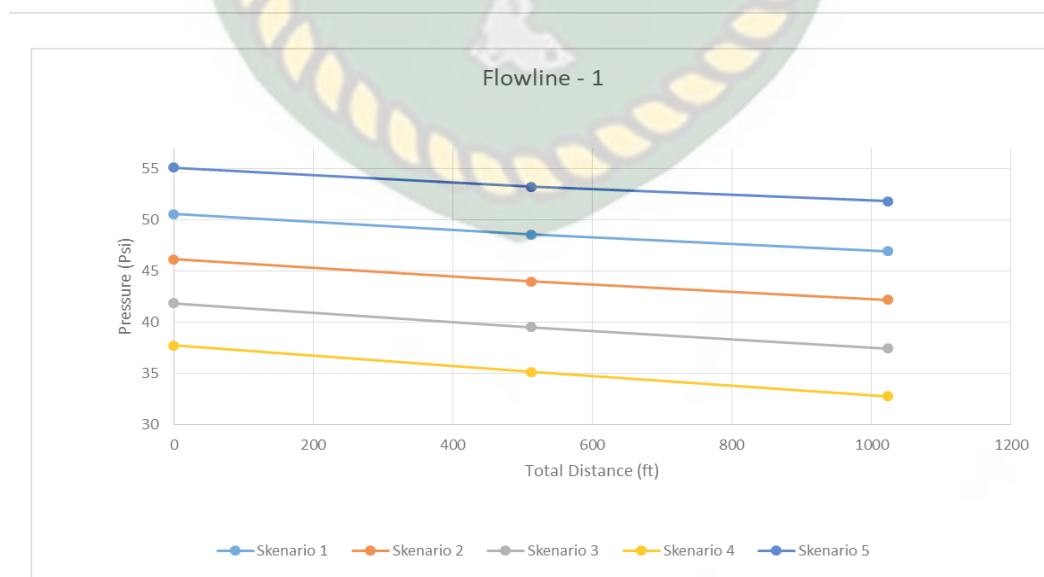
<i>Flowline</i>	<i>Pressure</i> GS	Skenario	<i>Pressure</i> (Psi)		<i>Flowrate</i> (BFPD)		Total <i>Distance</i> Ft
			In	Out	In	Out	
1	45 Psi	Base Case	50	46,95	675,46	675,26	1023,62
	40 Psi	Skenario 1	46,13	42,16	675,37	675,28	1023,62
	35 Psi	Skenario 2	41,85	37,42	675,32	675,22	1023,62
	30 Psi	Skenario 3	37,71	32,72	675,25	675,17	1023,62
	50 Psi	Skenario 4	55,08	51,80	675,50	675,40	1023,62
2	45 Psi	Base Case	49,13	46,95	930,61	929,86	328,084
	40 Psi	Skenario 1	44,59	42,16	930,55	929,6	328,084
	35 Psi	Skenario 2	40,15	37,42	930,48	929,59	328,084
	30 Psi	Skenario 3	35,82	32,72	930,39	929,58	328,084
	50 Psi	Skenario 4	53,78	51,80	930,69	929,36	328,084
Header	45 Psi	Base Case	46,95	45	1605,12	1573,04	2952,76
	40 Psi	Skenario 1	42,16	40	1604,88	1550,10	2952,76
	35 Psi	Skenario 2	37,42	35	1604,81	1535,26	2952,76
	30 Psi	Skenario 3	32,72	30	1604,76	1530,76	2952,76
	50 Psi	Skenario 4	51,80	50	1605,18	1605,18	2952,76

Berdasarkan dari hasil simulasi yang dapat dilihat pada Tabel 4.3 didapatkan hasil *pressure drop* dan juga *flowrate*, maka skenario 4 merupakan skenario terbaik. Dimana penurunan *pressure* pada sumur #RS sebesar 3,28 Psi, pada sumur #AK sebesar 1,98 Psi, dan pada J hingga GS sebesar 1,80 Psi. Pada skenario ini didapatkanlah bahwa tekanan *wellhead* yang dibutuhkan untuk sumur RS sebesar 55,08 Psi dan sumur AK sebesar 53,78 Psi. Dengan hasil *flowrate* yang sampai ke GS sebesar 1605,18 BFPD. Kemudian pada skenario 4 ini dapat dilihat bahwasanya total *flowrate* lebih besar dari *Base Case* selisihnya 32,14 BFPD.

4.4.1 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 4.4 sampai dengan gambar 4.6. Dari setiap FL memiliki *total distance* dan diameter yang berbeda. FL-1 memiliki *total distance* sepanjang 1023,62 ft dengan diameter *Flowline* 4 inch, FL-2 memiliki *total distance* sepanjang 328,08 ft dengan diameter *Flowline* 4 inch, dan Header memiliki *total distance* sepanjang 2952,76 ft dengan diameter *Header* 8 inch.

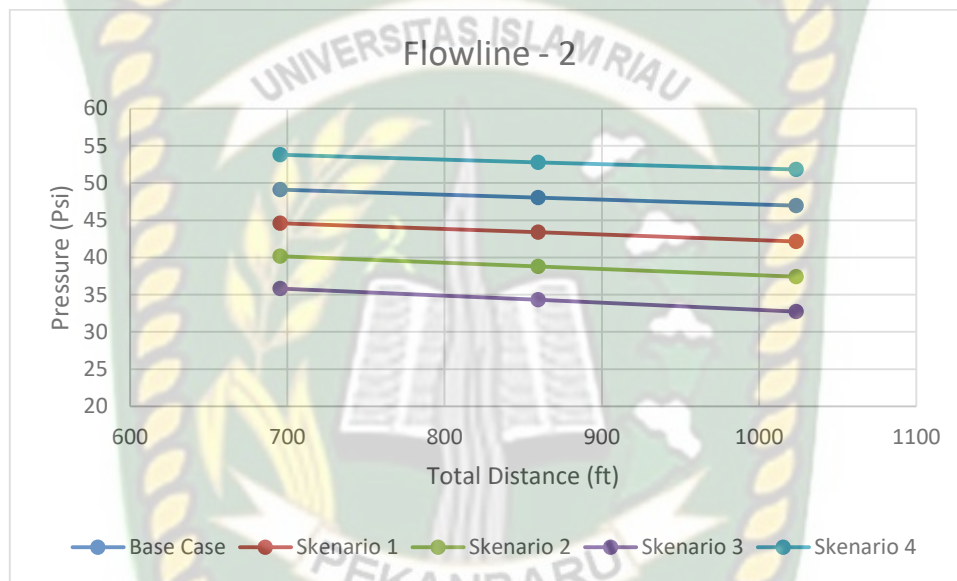
Berdasarkan *pressure drop* pada FL-1 yang memiliki *total distance* sepanjang 1023,62 ft dengan diameter *Flowline* 4 inch pada gambar 4.4.



Gambar 4.4 Pressure vs Total Distance Flowline – 1

Pada gambar 4.6, dapat dilihat hasil penurunan *pressure* terhadap Skenario yang dilakukan. Pada skenario *base case* terjadi penurunan *pressure* sebesar 3,08 Psi, Pada skenario 1 terjadi penurunan *pressure* 3,97 Psi, Pada skenario 2 terjadi penurunan *pressure* 4,43 Psi, Pada skenario 3 terjadi penurunan *pressure* 4,99 Psi, Pada skenario 4 terjadi penurunan *pressure* 3,28 Psi.

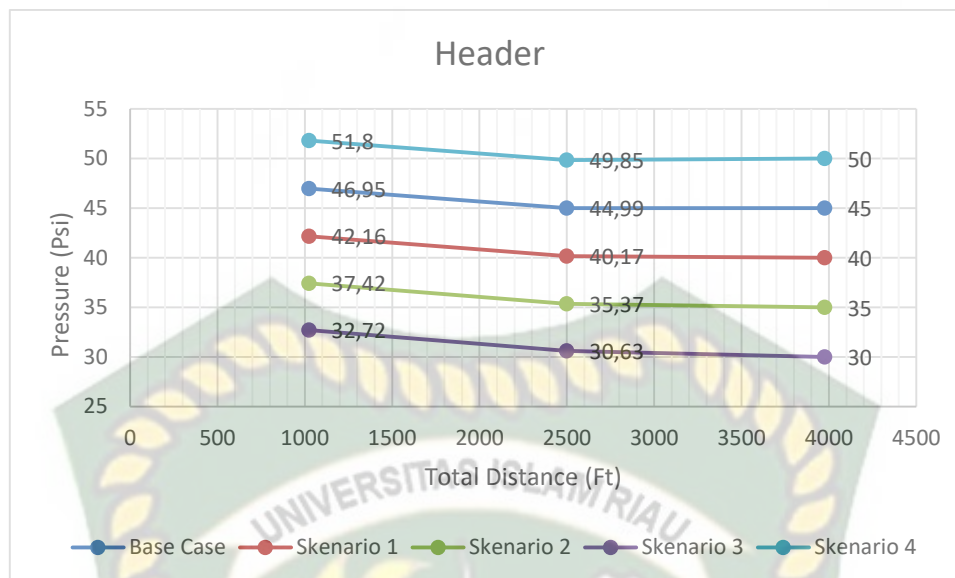
Adapun *pressure drop* pada FL-2 yang memiliki total *distance* 328,08 ft dengan diameter *Flowline* 4 inch dapat dilihat pada gambar 4.5,



Gambar 4.5 *Pressure vs Total Distance Flowline – 2*

Pada gambar 4.7, dapat dilihat hasil penurunan *pressure* terhadap Skenario yang dilakukan. Pada skenario *base case* terjadi penurunan *pressure* sebesar 3,13 Psi, Pada skenario 1 terjadi penurunan *pressure* 2,43 Psi, Pada skenario 2 terjadi penurunan *pressure* 2,73 Psi, Pada skenario 3 terjadi penurunan *pressure* 3,1 Psi, Pada skenario 4 terjadi penurunan *pressure* 1,98 Psi.

Adapun *pressure drop* pada Header yang memiliki total *distance* 2952,76 ft dengan diameter *flowline* 8 inch yang dapat dilihat pada gambar 4.6

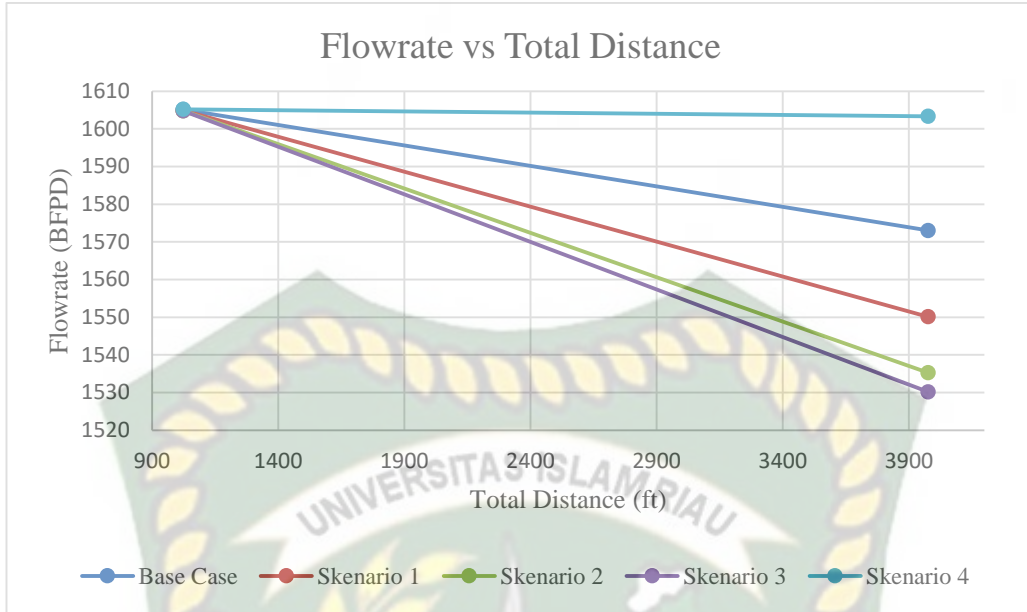


Gambar 4.6 *Pressure vs Total Distance Header*

Pada gambar 4.8, dapat dilihat hasil penurunan *pressure* terhadap Skenario yang dilakukan. Pada skenario *base case* terjadi penurunan *pressure* sebesar 1,95 Psi, Pada skenario 1 terjadi penurunan *pressure* 2,16 Psi, Pada skenario 2 terjadi penurunan *pressure* 2,42 Psi, Pada skenario 3 terjadi penurunan *pressure* 2,72 Psi, Pada skenario 4 terjadi penurunan *pressure* 1,80 Psi.

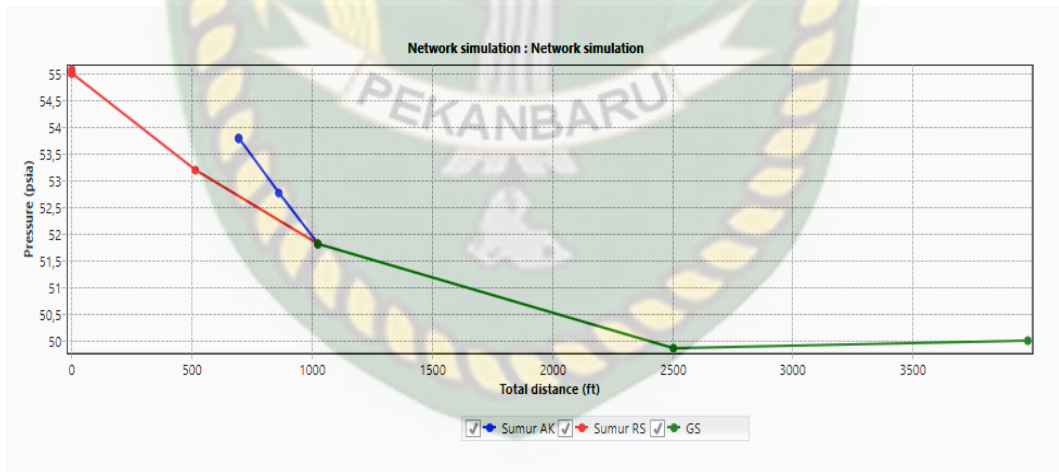
4.4.2 *Flowrate vs Total distance*

Pada hasil ini dapat dilihat seberapa besar penurunan *flowrate* terhadap total *distance* pada pipa Header dari beberapa skenario yang dilakukan. Berikut *Flowrate vs Total distance* pada pipa Header yang memiliki total *distance* 2952,76 ft dilihat pada gambar 4.7.



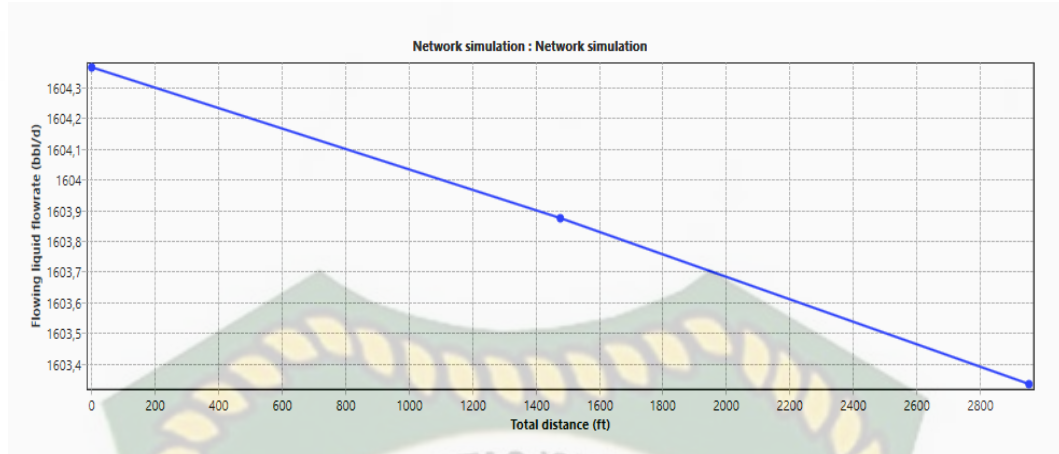
Gambar 4.7 *Flowrate vs Total Distance Header*

Hasil simulasi skenario 4 (skenario terbaik) terhadap *Pressure vs Total Distance* dan *Flowrate vs Total distance*.



Gambar 4.8 *Pressure vs Total distance (skenario terbaik)*

Dilihat pada gambar 4.8, Sumur RS mengalami penurunan *pressure* sebesar 3,28 Psi dengan *distance* 1023,62 ft, Sumur AK mengalami penurunan *pressure* sebesar 1,98 Psi dengan *distance* 328,08 ft, dan pada *Flowline Header* penurunan *pressure* sebesar 1,80 Psi pada *distance* 1000 ft-GS



Gambar 4.9 *Flowrate vs Total Distance* (skenario terbaik)

Pada gambar 4.9, dapat dilihat dimana penurunan *flowrate* terhadap *total distance* sangat bagus. Dimana *flowrate* yang sampai ke GS lebih optimal sebesar 1603,33 BFPD.

BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

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

1. Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan, hasil simulasi *software* PIPESIM 2017 menunjukkan adanya permasalahan pada jaringan *flowline* dari sumur RS dan sumur AK sampai ke *gathering station*. Dimana dengan *wellhead pressure* dari kedua sumur 50 Psi mengalirkan fluida dengan *flowrate* sebesar 1573,04 BFPD, dianggap kurang optimal.
2. Pada penelitian ini, ada empat skenario yang dikembangkan pada simulasi jaringan *flowline* sumur RS dan sumur AK. Skenario yang sesuai untuk pengoptimalan laju alir produksi pada sumur RS dan sumur AK sampai ke *gathering station*, ialah skenario 4. Dimana total *flowrate* yang diperoleh adalah sebesar 1603,33 BFPD.

5.2 Saran

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

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

DAFTAR PUSTAKA

- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations*. Houston, United State of America: Houston TX.
- Biyanto, T. R., Umam, S., Permatasari, K. A., Irawan, S., Perkasa, F., & Bayuaji, R. (2016). *Gas Mass Flow Rate Optimization On Multi Gas Well System Using PIPESIM Software*. (August).
- Hermadi, G. (2013). *Analisa sistem nodal dalam metode articial lift*. *Forum Teknologi*, 06(2), 1–8.
- Irvan, S., Aprilia, A., Dwi, subroto ator, Syahrul, alam maulana, Nurhandika, w. . afrizal, Angga, N., ... Mirza. (2009). *Mendeskripsikan nodal analysis dalam optimalisasi produksi dengan pipesim*. *Teknik Industri, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak Dan Gas JL.KM*.
- 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 (IJPE)*, 4(3), 21–34. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0403003>
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). *Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu*. *Journal of Earth Energy Engineering*, 5(1), 42. <https://doi.org/10.22549/jeee.v5i1.460>
- Nava, Z., Rojas, M., Martínez, N., Trujillo, J., Rigual, Y., & González, C. (2012). *Hydraulic evaluation of transport gas pipeline on offshore production*. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2012, IPTC 2012*, 4, 3086–3099. <https://doi.org/10.2523/iptc-15287-ms>
- Parahita, D. (2015). *OPTIMASI PRODUKSI LAPANGAN GAS DENGAN ANALISIS NODAL Deane*. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Pradhita, A. (2015). *OPTIMASI PRODUKSI PADA PAD G-76 DENGAN PROGRAM TERINTEGRASI SUMUR DAN JARINGAN PIPA*

PRODUKSI. Seminar Nasional Cendekiawan, 342–350.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Schlumberger. (2010). PIPESIM Fundamentals, Workflow And Training. Houston, Texas.

SKK MIGAS. (2016). SKK MIGAS 2016.

S.Solution. (2010). Pipesim Fundamental Workflow / Solution Training.

Suwardi. (2011). Skenario Untuk Meningkatkan Produksi Lapangan Sukowati.pdf. Ilmu Kebumihan Teknologi Mineral, 24(2), 75–82.

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, F. (2015). Kajian Resiko Pipa Gas Transmisi PT Pertamina Studi Kasus Simpang Km32-Palembang. Jurnal Teknik Sipil Dan Lingkungan, 3(1), 726–733.

Woldeyohannes, A. D., Amin, M., & Majid, A. (2009). Simulation of Natural Gas Transmission Pipeline Network System Performance. Journal of Energy and Power Engineering, 3(12), 1934–8975. Retrieved from <https://pdfs.semanticscholar.org/48a0/6e8f90d5ff9a977cc0f25f3c5c5d660dc97d.pdf>

Permatasari, R. (2018). Analisis Aliran Fluida dan Insulasi Aliran Pipa Bawah Laut Menggunakan Pipesim. Jurnal Teknik Mesin Indonesia, 21-27.