



**ANALISIS PERKIRAAN LIQUID LOADING PADA SUMUR GAS  
LAPANGAN MLT**

*diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh gelar Sarjana pada  
program studi Teknik Perminyakan*

**SKRIPSI**

Oleh

**Irvan Saputra  
191910801021**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS JEMBER  
FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM S1 STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
JEMBER  
2023**

## PERSEMBAHAN

Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah melimpahkan anugerah dan karunia-Nya, sehingga peneliti mampu menyelesaikan penyusunan skripsi dengan judul “Analisis Perkiraan *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Lapangan MLT”. Penyusunan skripsi ini dapat terselesaikan dikarenakan adanya bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan kali ini peneliti ingin menyampaikan rasa syukur, terima kasih dan hormat kepada :

1. Allah SWT. karena atas segala limpahan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan skripsi ini.
2. Kedua Orang Tua, Kakak, dan Adik yang selalu memberikan semangat dan dukungan secara moril dan materil kepada peneliti.
3. Seluruh teman – teman PE 01 yang telah membantu, memberikan masukan, dan semangat dari proses penyusunan skripsi hingga dapat terselesaikan skripsi ini.
4. Seseorang yang menjadi motivasi penulis untuk selalu bersyukur dan pemberi penyemangat untuk melalui hari – hari.

**MOTTO**

“Dari terbentur, terbentur, terbentur, kemudian terbentuk”  
(**Tan Malaka**)

“Pendidikan melahirkan keyakinan. Keyakinan melahirkan harapan. Harapan  
melahirkan perdamaian”  
(**Confusius**)



**PERNYATAAN ORISINALITAS**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Irvan Saputra

NIM : 191910801021

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi yang berjudul:

*Analisis Perkiraan Liquid Loading Pada Sumur Gas Lapangan MLT*

adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali jika dalam pengutipan substansi disebutkan sumbernya, dan belum pernah diajukan pada institusi manapun, serta bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan skripsi ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa adanya tekanan dan paksaan dari pihak manapun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata di kemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jember, 05 Juli 2023

Yang menyatakan,



Irvan Saputra

NIM 191910801021

HALAMAN PERSETUJUAN

Skripsi berjudul *Analisis Perkiraan Liquid Loading Pada Sumur Gas Lapangan MLT* telah diuji dan disahkan oleh Fakultas Teknik Universitas Jember pada:

Hari : Kamis  
Tanggal : 27 Juli 2023  
Tempat : Fakultas Teknik Universitas Jember

Pembimbing

Tanda Tangan

1. Pembimbing Utama  
Nama : Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. (.....)  
NIP : 199105072019032022
2. Pembimbing Anggota  
Nama : Riska Laksmi Sari, S.Si., M.T. (.....)  
NIP : 199104302022032009

Penguji

1. Penguji Utama  
Nama : Hadziqul Abror, S.Si., M.T. (.....)  
NIP : 199202122019031014
2. Penguji Anggota  
Nama : Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc. (.....)  
NIP : 199103262020121003



## ABSTRAK

Gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang marak digunakan untuk industri saat ini. Dalam memproduksi gas bumi tentunya terdapat hal yang perlu diperhatikan, salah satunya fenomena *liquid loading*. *Liquid loading* sendiri terjadi karena sejumlah *liquid* yang terakumulasi dalam sumur gas yang diakibatkan kecepatan gas yang mengalami penurunan sehingga fasa gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan. Lapangan MLT merupakan lapangan gas yang akan dilakukan analisis perkiraan *liquid loading* pada 3 sumur kandidat yaitu Sumur MT-04, Sumur MT-05 dan Sumur MT-06 dimana setiap kandidat sumur akan dihitung laju alir kritis ( $Q_{crit}$ ) menggunakan persamaan Turner untuk mengidentifikasi apakah terjadi *liquid loading* pada masing – masing sumur tersebut. Apabila  $Q_g < Q_{crit}$ , maka diindikasikan terjadi *liquid loading* pada sumur tersebut. Untuk sumur yang terindikasi *liquid loading* selanjutnya akan dilakukan analisis sensitivitas parameter sumur berupa *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* guna mencari rentang operasi sumur yang tidak mengalami *liquid loading*. Hasil analisis perkiraan *liquid loading* pada 3 sumur kandidat menunjukkan bahwa Sumur MT-04 terindikasi mengalami *liquid loading* dimana  $Q_g$  berada dibawah  $Q_{crit}$  dengan Laju alir kritis gas ( $Q_g$ ) masing – masing sumur diperoleh hasil sebesar 22,331 MMscf/d untuk Sumur MT-04, 21,962 MMscf/d untuk Sumur MT-05, dan 21,702 MMscf/d untuk Sumur MT-06. dan kemudian dilakukan analisis sensitivitas parameter sumur pada Sumur MT-04 guna mengetahui pengaruh masing – masing parameter terhadap *liquid loading* di sumur tersebut. Hasil sensitivitas menunjukkan bahwa sensitivitas *wellhead pressure* mampu untuk meminimalisir terjadinya *liquid loading* pada Sumur MT-04.

Kata kunci: *Liquid Loading, Laju Alir Kritis Gas, Persamaan Turner, Wellhead Pressure*

### ABSTRACT

*Natural gas is a source of energy that is widely used for industry today. In producing natural gas, of course there are things that need to be considered, one of which is the phenomenon of liquid loading. Liquid loading itself occurs because a certain amount of liquid has accumulated in the gas well due to the decreased gas velocity so that the gas phase is unable to lift the liquid to the surface. The MLT field is a field whose wells produce gas. In the MLT gas field, an analysis of estimated liquid loading was carried out on 3 candidate wells, namely MT-04 Well, MT-05 Well and MT-06 Well where each candidate well will calculate the critical flow rate ( $Q_{crit}$ ) using the Turner equation to identify whether liquid loading occurs in each well. If  $Q_g < Q_{crit}$ , then liquid loading is indicated in the well. For wells with indications of liquid loading, sensitivity analysis of well parameters such as wellhead pressure, tubing size and choke will be carried out in order to find the operating range of wells that are not experiencing liquid loading. The results of the analysis of estimated liquid loading on the three candidate wells show that the MT-04 Well is indicated to be experiencing liquid loading where  $Q_g$  is below  $Q_{crit}$  with the critical gas flow rate ( $Q_g$ ) for each well, the results obtained are 22.331 MMscf/d for the MT-04 Well, 21.962 MMscf/d for Well MT-05, and 21,702 MMscf/d for Well MT-06. And then a sensitivity analysis of the well parameters in the MT-04 Well was carried out to determine the effect of each parameter on the liquid loading in the well. The sensitivity results showed that the wellhead pressure sensitivity was able to minimize the occurrence of liquid loading in the MT-04 Well.*

*Keywords: Liquid Loading, Gas Critical Rate, Turner Correlation, Wellhead Pressure*

## RINGKASAN

*Liquid loading* merupakan permasalahan yang relatif terjadi dalam produksi sumur gas. Dimana fenomena *liquid loading* terjadi karena sejumlah *liquid* yang terakumulasi dalam sumur gas yang diakibatkan kecepatan gas yang mengalami penurunan sehingga fasa gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan. Fenomena *liquid loading* ini akan dilakukan analisis perkiraan terjadinya *liquid loading* pada beberapa kandidat sumur di lapangan gas MLT guna membantu pengambilan langkah preventif yang tepat apabila terjadi di kemudian hari.

Analisis perkiraan *liquid loading* pada lapangan gas MLT dilakukan pada 3 sumur kandidat yaitu Sumur MT-04, Sumur MT-05 dan Sumur MT-06 dimana setiap kandidat sumur akan dihitung laju alir kritis ( $Q_{crit}$ ) untuk mengidentifikasi apakah terjadi *liquid loading* pada masing – masing sumur. Dimana digunakan persamaan Turner untuk menghitung  $Q_{crit}$  masing – masing sumur. Apabila  $Q_g < Q_{crit}$ , maka diindikasikan terjadi *liquid loading* pada sumur tersebut. Kemudian akan dilakukan analisis sensitivitas parameter sumur berupa *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* guna mencari rentang operasi sumur yang tidak mengalami *liquid loading*.

Hasil analisis perkiraan *liquid loading* pada 3 sumur kandidat menunjukkan bahwa Sumur MT-04 terindikasi mengalami *liquid loading* dimana  $Q_g$  berada dibawah  $Q_{crit}$  dan untuk Sumur MT-05 dan MT-06 nilai  $Q_g$  masih berada diatas  $Q_{crit}$ , namun tidak menutup kemungkinan akan mengalami *liquid loading* di masa yang datang saat terjadi penurunan tekanan reservoir seiring sumur diproduksi. Sumur MT-04 kemudian dilakukan analisis sensitivitas parameter sumur untuk mengetahui pengaruh masing – masing parameter terhadap *liquid loading*. Hasil sensitivitas menunjukkan bahwa sensitivitas *wellhead pressure* mampu untuk meminimalisir terjadinya *liquid loading* pada Sumur MT-04.



## PRAKATA

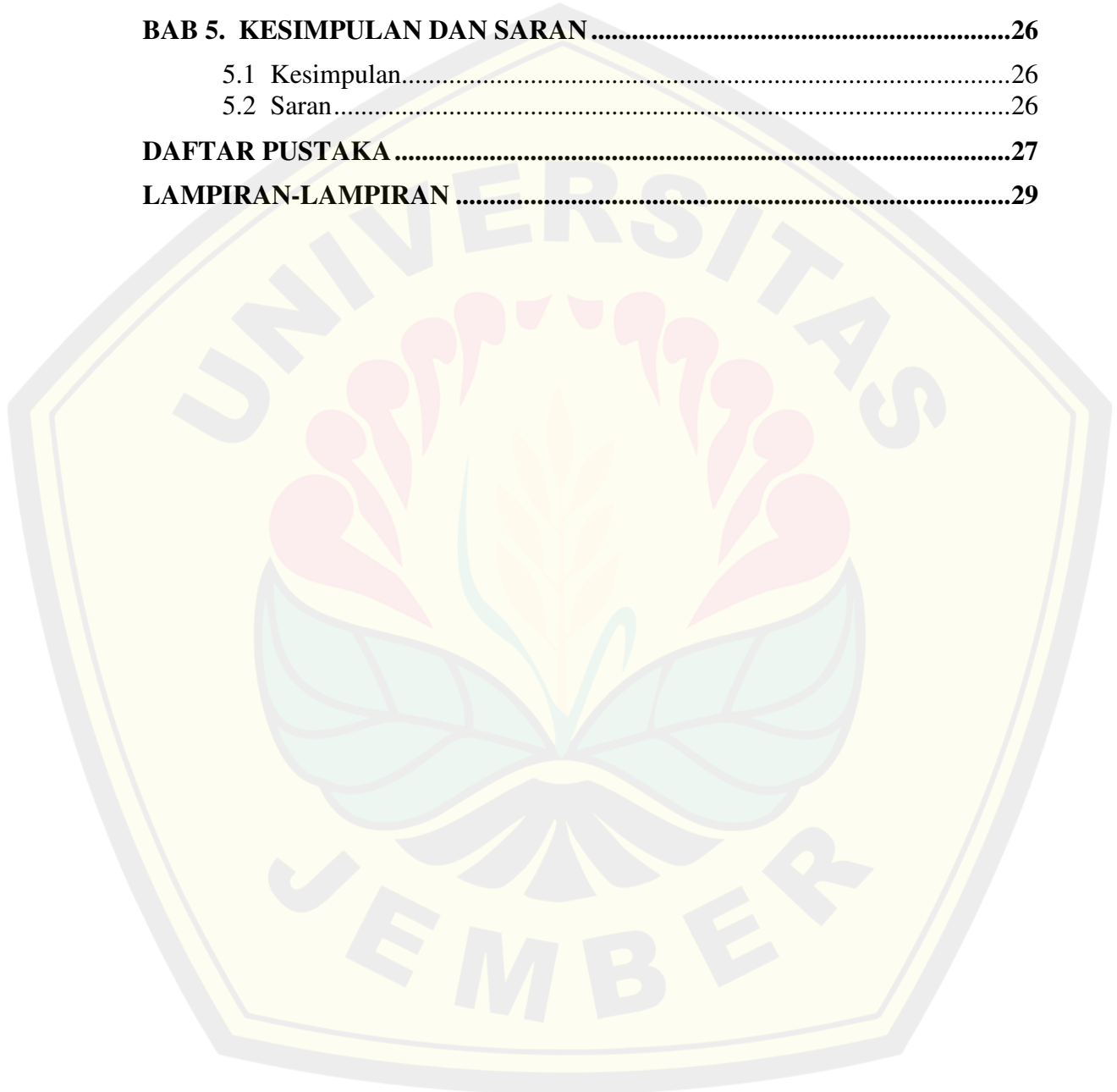
Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah melimpahkan anugerah dan karunia-Nya, sehingga peneliti mampu menyelesaikan penyusunan skripsi dengan judul “Analisis Perkiraan *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Lapangan MLT”. Penyusunan skripsi ini didasarkan untuk penyelesaian masa perkuliahan Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember. Penyusunan laporan skripsi ini dapat terselesaikan dikarenakan adanya bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena hal tersebut peneliti ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Triwahju Hardianto, S.T., M.T selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Jember;
2. Bapak Hari Arbiantara Basuki, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin;
3. Bapak Dr. Ir. Agus Triono S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi S1 Teknik Perminyakan;
4. Ibu Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. dan Ibu Riska Laksmi Sari, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membimbing dalam penyusunan tugas akhir;
5. Bapak Hadziqul Abror, S.Si., M.T. dan Bapak Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc. selaku dosen penguji yang telah memberikan koreksi dan masukan dalam ujian sidang akhir;
6. Ibu Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing Akademik yang senantiasa memberikan saran dan masukan selama proses pembelajaran di kampus;
7. Seluruh dosen pengajar dan Civitas Akademik Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember yang telah memberikan ilmu, dukungan, serta membantu selama masa perkuliahan.

DAFTAR ISI

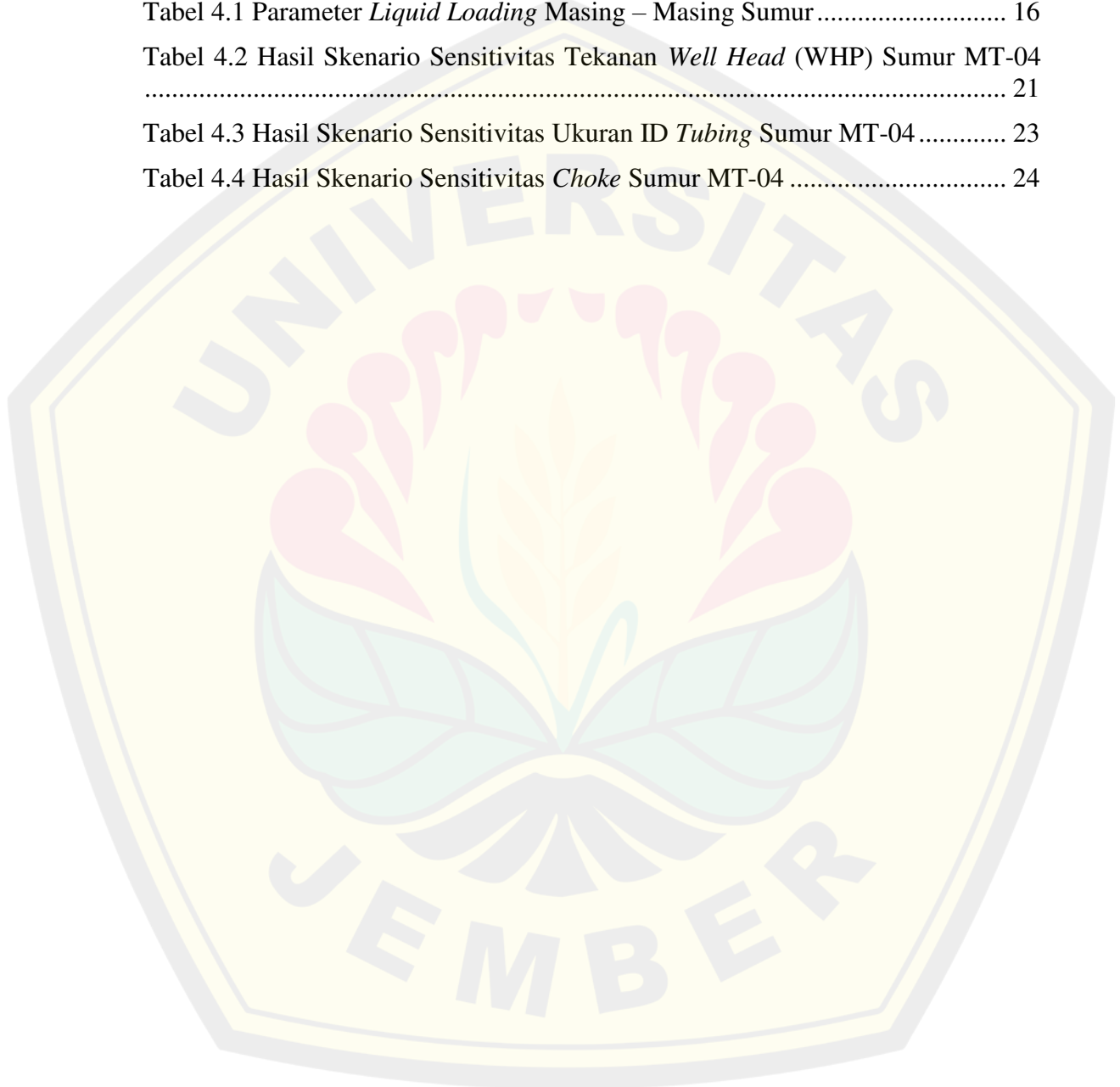
HALAMAN JUDUL .....	i
PERSEMBAHAN.....	ii
MOTTO .....	iii
PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iv
HALAMAN PERSETUJUAN .....	v
ABSTRAK .....	vi
RINGKASAN .....	viii
PRAKATA .....	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL .....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiv
DAFTAR NOTASI.....	xv
<b>BAB 1. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Batasan Penelitian .....	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	2
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
<b>BAB 2. TINJAUAN TEORI.....</b>	<b>4</b>
2.1 Profil Lapangan MLT.....	4
2.2 Fenomena <i>Liquid Loading</i> .....	4
2.2.1. Sumber <i>Liquid Loading</i> pada Sumur Gas .....	6
2.2.2. Gejala <i>Liquid Loading</i> pada Sumur Gas .....	7
2.3 Prediksi <i>Liquid Loading</i> .....	8
2.3.1. Persamaan Coleman .....	10
2.3.2. Persamaan Nosseir .....	10
2.3.3. Persamaan Li .....	10
2.3.4. Persamaan Guo .....	11
<b>BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN.....</b>	<b>12</b>
3.1 Metode Penelitian.....	12
3.2 Metode Pengumpulan Data .....	12
3.3 Sumber Data .....	12
3.4 Prosedur Penelitian.....	14

<b>BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>16</b>
4.1 Identifikasi <i>Liquid Loading</i> pada Kandidat Sumur Gas.....	16
4.2 Analisis Prediksi <i>Liquid Loading</i> pada Kandidat Sumur Gas.....	19
4.3 Analisis Sensitivitas Parameter Sumur terhadap <i>Liquid Loading</i> .....	20
4.3.1. Skenario Sensitivitas Tekanan <i>Well Head</i> (WHP).....	21
4.3.2. Skenario Sensitivitas Ukuran ID <i>Tubing</i> .....	22
4.3.3. Skenario Sensitivitas <i>Choke</i> .....	23
<b>BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	<b>26</b>
5.1 Kesimpulan.....	26
5.2 Saran.....	26
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>27</b>
<b>LAMPIRAN-LAMPIRAN</b> .....	<b>29</b>



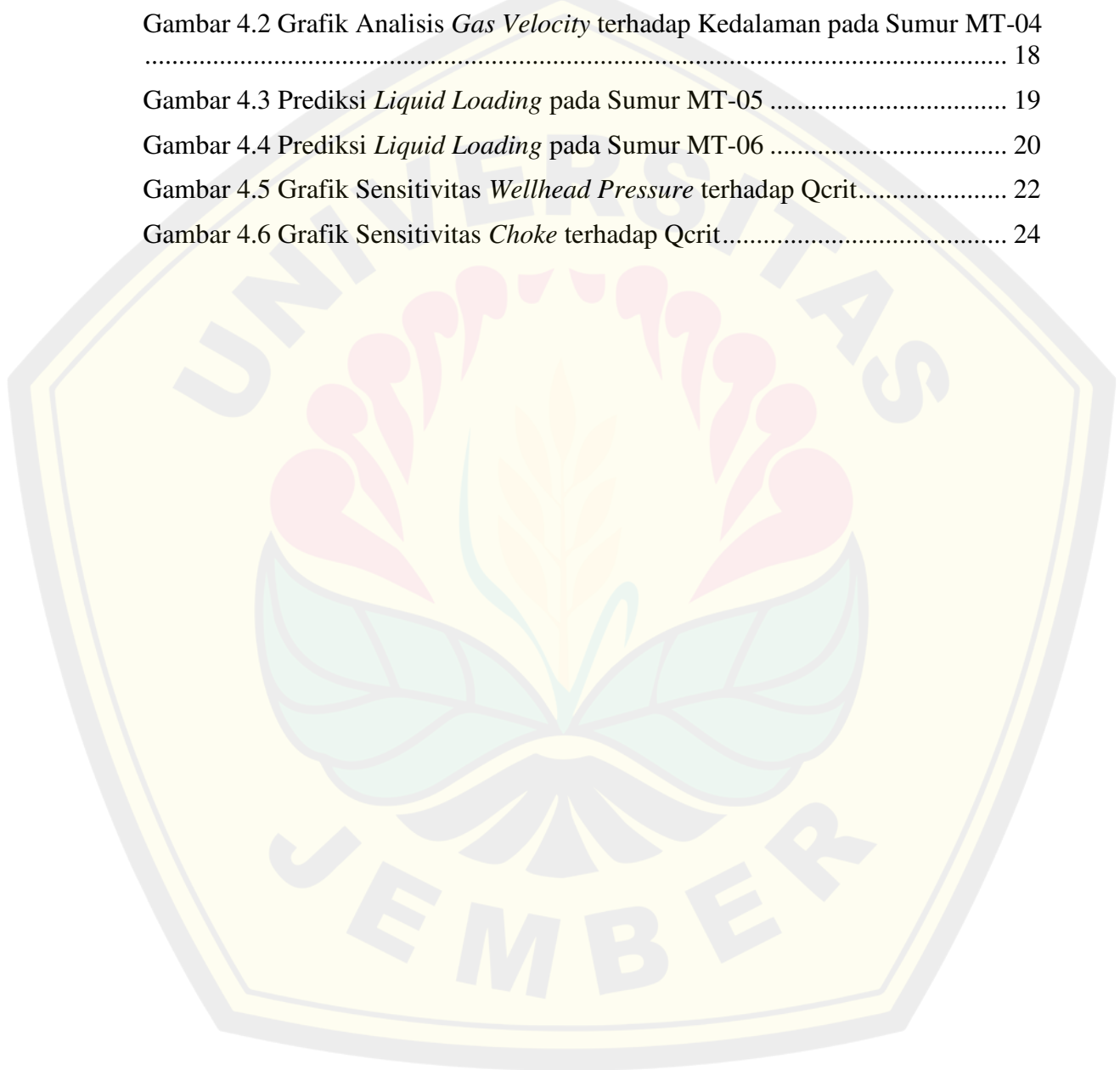
**DAFTAR TABEL**

Tabel 2.1 Review Beberapa Modifikasi Persamaan Turner.....	11
Tabel 3.1 Komponen Fraksi Fluida Lapangan Gas MLT .....	13
Tabel 3.2 Data Produksi Sumur .....	13
Tabel 4.1 Parameter <i>Liquid Loading</i> Masing – Masing Sumur .....	16
Tabel 4.2 Hasil Skenario Sensitivitas Tekanan <i>Well Head</i> (WHP) Sumur MT-04 .....	21
Tabel 4.3 Hasil Skenario Sensitivitas Ukuran ID <i>Tubing</i> Sumur MT-04 .....	23
Tabel 4.4 Hasil Skenario Sensitivitas <i>Choke</i> Sumur MT-04 .....	24



**DAFTAR GAMBAR**

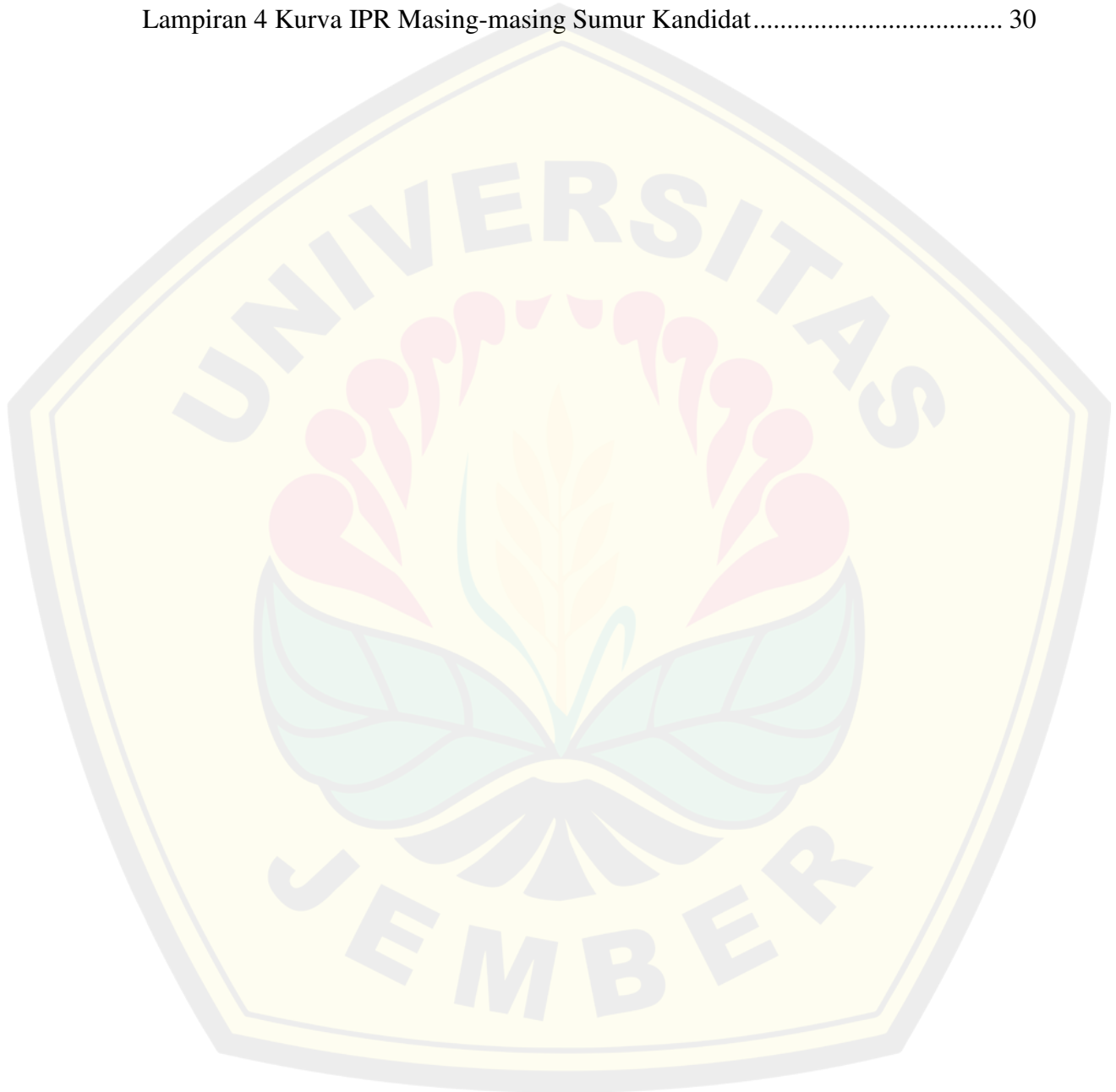
Gambar 2.1 <i>Flow regimes</i> pada sumur gas yang menghasilkan <i>liquid</i> .....	5
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> Penelitian .....	15
Gambar 4.1 Grafik <i>Liquid Loading Velocity Ratio</i> terhadap Kedalaman Sumur .	17
Gambar 4.2 Grafik Analisis <i>Gas Velocity</i> terhadap Kedalaman pada Sumur MT-04 .....	18
Gambar 4.3 Prediksi <i>Liquid Loading</i> pada Sumur MT-05 .....	19
Gambar 4.4 Prediksi <i>Liquid Loading</i> pada Sumur MT-06 .....	20
Gambar 4.5 Grafik Sensitivitas <i>Wellhead Pressure</i> terhadap $Q_{crit}$ .....	22
Gambar 4.6 Grafik Sensitivitas <i>Choke</i> terhadap $Q_{crit}$ .....	24





**DAFTAR LAMPIRAN**

Lampiran 1 Data Kompleksi Sumur .....	29
Lampiran 2 Data Konfigurasi Sumur .....	29
Lampiran 3 Perhitungan Laju Alir Kritis Gas ( $Q_{crit}$ ).....	29
Lampiran 4 Kurva IPR Masing-masing Sumur Kandidat.....	30



## DAFTAR NOTASI

$V_t$	: Kecepatan gas minimum (ft/sec)
$\rho_l$	: Densitas <i>liquid</i> (lbm/cuft)
$\rho_g$	: Densitas gas (lbm/cuft)
$\sigma$	: Tegangan permukaan (dynes/cm)
$V_{c\ cond}$	: Kecepatan kritis kondensat (ft/sec)
$V_{c\ water}$	: Kecepatan kritis air (ft/sec)
$P$	: Tekanan <i>wellhead</i> (psi)
$Q_g$	: Laju alir gas (MMscf/d)
$V_g$	: Kecepatan gas (ft/sec)
$T$	: Suhu di permukaan ( $^{\circ}$ F)
$Z$	: Faktor kompresibilitas
$A$	: Luas penampang tubing (ft <sup>2</sup> )
$d_{ti}$	: ID tubing (in)
$A$	: luas area (ft <sup>2</sup> )
$Z$	: kompresibilitas gas pada tekanan dan temperatur tertentu
$T$	: temperatur (R)
$P$	: tekanan (psi)
$\gamma_g$	: <i>Specific gravity</i> gas
$Q_{crit}$	: Laju alir kritis gas (MMscf/d)
GOR	: <i>Gas Oil Ratio</i> (SCF/STB)
LGR	: <i>Liquid Gas Ratio</i> (STB/mmscf)
WGR	: <i>Water Gas Ratio</i> (STB/mmscf)
Wcut	: <i>Water Cut</i> (%)
LLVR	: <i>Liquid Loading Velocity Ratio</i>
WHP	: <i>Wellhead Pressure</i>

## BAB 1. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi dewasa ini semakin meningkat seiring pesatnya perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi serta pertumbuhan industri. Perkembangan tersebut tentunya memerlukan sumber energi dalam skala besar sebagai penggerak utama. Salah satu sumber energi yang paling banyak digunakan adalah gas bumi yang saat ini pemanfaatannya menjadi cukup penting mengingat kebutuhan energi yang selalu meningkat dan cadangan minyak yang mulai menipis (Pertamina Gas, 2020). Gas bumi merupakan sumber energi yang berasal dari fosil baik itu fosil tanaman, hewan bahkan mikroorganisme yang terkubur selama ribuan hingga jutaan tahun di dalam lapisan bumi. Gas bumi biasanya ditemukan pada reservoir, tempat dimana hidrokarbon terakumulasi.

Dalam memproduksi gas bumi terdapat hal yang perlu diperhatikan, salah satunya adalah laju alir gas. Laju alir gas memiliki nilai kritis minimum dan maksimum. Jika laju alir gas mencapai titik kritis minimum maka dapat menimbulkan *liquid loading*, sedangkan jika laju alir gas melebihi batas kritis maksimumnya maka dapat terjadi *water coning*.

*Liquid loading* merupakan permasalahan yang krusial dalam produksi sumur gas. *Liquid loading* terjadi karena adanya akumulasi sejumlah cairan dalam sumur gas akibat kecepatan gas yang mengalami penurunan sehingga fasa gas tidak mampu mengangkat cairan ke permukaan dan menimbulkan *back pressure* ke formasi (Febri et al., 2017). Jika hal ini berlangsung terus menerus maka berakibat pada penurunan laju alir produksi sumur gas hingga dapat mematikan sumur.

Salah satu faktor terjadinya *liquid loading* adalah penurunan tekanan reservoir. Hal ini mengingat *well deliverability* dan laju alir suatu sumur sangat dipengaruhi oleh tekanan reservoir. Secara operasional, laju alir bisa diatur dengan adanya *limit* tertentu sehingga penurunan tekanan pada sumur gas dapat ditolerir pada batasan tertentu. Batasan ini akan meminimalisir terjadinya *liquid loading* atau memperlambat fenomena tersebut agar tidak terjadi pada awal produksi sumur.

Oleh karena itu, penulis tertarik untuk melakukan penelitian terkait analisis perkiraan terjadinya *liquid loading* pada beberapa kandidat sumur di lapangan gas MLT dan membantu tindakan preventif yang tepat untuk mencegah adanya *liquid loading* di masa yang akan datang.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang dan permasalahan. Adapun rumusan masalah dalam penelitian ini meliputi :

1. Berapakah laju alir kritis gas ( $Q_{crit}$ ) untuk menghindari terjadinya *liquid loading*?
2. Kapan terjadinya *liquid loading* pada sumur gas di lapangan MLT?
3. Bagaimana hasil sensitivitas *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* terhadap permasalahan *liquid loading*?

## 1.3 Batasan Penelitian

Permasalahan akan dibatasi dengan berfokus pada identifikasi perkiraan terjadinya *liquid loading* pada sumur gas dengan menghitung laju alir kritis gas ( $Q_{crit}$ ) menggunakan persamaan Turner dan tidak memperhatikan pola aliran yang terjadi pada sumur. Dalam penelitian ini juga berfokus dalam melakukan analisis sensitivitas *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* untuk mengetahui laju alir gas di rentang yang aman guna meminimalisir adanya *liquid loading*.

## 1.4 Tujuan Penelitian

Berdasarkan uraian rumusan masalah. Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian yaitu :

1. Menghitung laju alir kritis gas ( $Q_{crit}$ ) untuk menghindari terjadinya *liquid loading*.
2. Mengetahui dan mengidentifikasi terjadinya *liquid loading* pada sumur gas di lapangan MLT.

3. Melakukan analisis sensitivitas *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* untuk menghindari terjadinya *liquid loading*.

### 1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat yang akan berguna di masa yang akan datang. Adapun manfaat yang diharapkan oleh penulis diantaranya adalah sebagai berikut :

1. Dapat menghitung laju alir kritis gas ( $Q_{crit}$ ) untuk menghindari terjadinya *liquid loading*.
2. Memberikan pemahaman dan memperluas pengetahuan mengenai *liquid loading*.
3. Dapat menguji dan mengetahui pengaruh *wellhead pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* dalam meningkatkan laju alir gas, terkhususnya pada permasalahan sumur *liquid loading*.



## BAB 2. TINJAUAN TEORI

### 2.1 Profil Lapangan MLT

Lapangan MLT merupakan salah satu lapangan gas terbesar yang berada di daerah Hassi Messaoud, Aljazair yang telah beroperasi sejak tahun 1961. Lapangan MLT memiliki reservoir bertipe *Upper Clay-Sandstone Triassic* yang rata – rata berada pada kedalaman 7200 ft dengan struktur geologi pada lapangan ini berupa antiklin (Baouche & Nabawy, 2021). Terdapat kurang lebih sebanyak 206 sumur di lapangan MLT dengan produksi gas rata – rata sebesar 6441,9 MMscf/d. 3 sumur di Lapangan MLT akan digunakan sebagai kandidat sumur dalam penelitian ini.

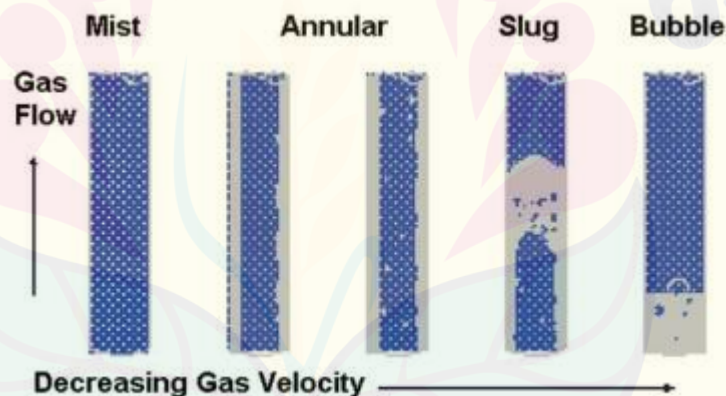
### 2.2 Fenomena *Liquid Loading*

*Liquid loading* terjadi karena adanya akumulasi sejumlah cairan dalam sumur gas akibat kecepatan gas yang mengalami penurunan sehingga fasa gas tidak mampu mengangkat cairan ke permukaan dan menimbulkan *back pressure* ke formasi. Jika hal ini berlangsung terus menerus maka berakibat pada penurunan laju alir produksi sumur gas hingga dapat mematikan sumur (Andrianata et al., 2017)

*Liquid loading* sendirinya dapat terjadi pada sumur bertekanan tinggi ataupun sumur bertekanan rendah. Untuk memahami masalah *liquid loading* dengan tepat dan mengatasinya secara efektif, maka diperlukan pemahaman terkait bagaimana *liquid* dan gas mengalir bersama ke atas dalam rangkaian produksi sumur. Konsep ini dinamakan “aliran multifasa” (Zhou et al., 2021). Aliran multifasa merupakan fenomena aliran yang menggambarkan adanya lebih dari satu fasa yang mengalir melewati media yang sama, yakni media string produksi dari sumur gas (Lea et al., 2008). Aliran multifasa biasanya diwakili oleh 4 aliran utama, yaitu:

1. *Bubble flow* : suatu kondisi aliran dimana *tubing* hampir seluruhnya terisi oleh fasa *liquid*. Terdapat fasa gas dalam bentuk gelembung kecil pada fasa *liquid*, sehingga menyebabkan terjadinya penurunan tekanan dalam fasa *liquid*.

2. *Slug flow* : kondisi aliran dimana gelembung gas mengembang saat naik dan bergabung menjadi gelembung yang lebih besar, lalu membentuk *slug*. *Slug* yang terbentuk menyebabkan penurunan tekanan, sehingga baik fasa gas maupun *liquid* pada kondisi aliran ini mempengaruhi *gradient* tekanan.
3. *Slug-annular transition* : pada kondisi aliran ini, aliran berubah dari fasa cair kontinu ke fasa gas kontinu. Aliran akan membentuk lapisan cairan tipis pada dinding pipa dan sejumlah cairan tersebut kemudian menggumpal secara tidak teratur di tengah – tengah pipa. Gradien tekanan ditentukan oleh fasa *liquid*.
4. *Annular mist* : kondisi aliran dengan gas sebagai fasa yang dominan dalam sumur dan bersifat kontinu. Fasa *liquid* pada aliran ini berbentuk embun yang dibawa oleh fasa gas dan cenderung berada di area yang bersentuhan dengan pipa, sedangkan aliran fasa gas berada di tengah. Gradien tekanan pada aliran ini ditentukan oleh fasa gas.



Gambar 2.1 *Flow regimes* pada sumur gas yang menghasilkan *liquid*

(Lea et al., 2008)

Berikut ini merupakan proses terjadinya *liquid loading* pada sumur gas (Pratiwi, 2019):

1. Ketika awal sumur berproduksi, sumur masih memiliki tekanan reservoir dan laju alir yang tinggi. Kecepatan gas masih lebih besar dari

pada kecepatan kritis yang dibutuhkan untuk mengangkat liquid. Pada fase ini, gas dapat mengangkat *liquid* ke permukaan.

2. Setelah beberapa waktu sumur berproduksi, tekanan reservoir akan berkurang sehingga adanya penurunan laju alir. Penurunan laju alir juga berdampak pada kecepatan gas. Apabila kecepatan gas mencapai di bawah kecepatan kritis, maka *liquid* tidak dapat terangkat ke permukaan. Hal ini mengganggu proses produksi dan membuat penurunan laju produksi.
3. Akumulasi cairan di dasar sumur yang mulai terbentuk akan menurunkan flow area untuk fasa gas yang akan mengakibatkan *pressure drop* lebih besar. *Pressure drop* akan terus bertambah dan menimbulkan *back pressure* sampai mendapatkan tekanan yang diperlukan untuk mengangkat akumulasi cairan tersebut ke permukaan.
4. Akumulasi cairan di dasar sumur seiring dengan berjalannya waktu akan membuat kolom *liquid* tinggi, sehingga *back pressure* terus bertambah sehingga sumur akan mengalami kematian.

#### 2.2.1. Sumber *Liquid Loading* pada Sumur Gas

Beberapa sumur gas yang berproduksi tidak hanya menghasilkan gas, tetapi juga air dan kondensat. Sumur gas yang memproduksi kondensat bisa terjadi saat tekanan reservoir mulai turun dibawah titik embun, sehingga kondensat ikut terproduksi dengan gas sebagai *liquid*. Apabila tekanan reservoir lebih besar dari titik embun, kondensat akan terproduksi dalam bentuk fasa uap dengan gas (Yaqouf et al., 2016). Berikut ini beberapa indikasi sumber *liquid* pada sumur gas:

1. *Water coning* : apabila laju alir gas yang terlalu tinggi dapat menyebabkan zona air yang berada dibawah zona gas perlahan naik keatas hingga ke lubang sumur dan akibatnya lubang sumur akan terhambat oleh air yang terproduksi tersebut.
2. *Aquifer water* : *aquifer* memberikan tenaga pendorong untuk membantu mendorong gas mencapai perforasi hingga diproduksi. *Aquifer* yang

menjadi tenaga pendorong tidak jarang ikut terproduksi ke permukaan, sehingga dapat menimbulkan permasalahan *liquid loading*.

3. *Free water formation* : lapisan gas merupakan lapisan yang tipis, hal ini sangat memungkinkan air memasuki lubang sumur melalui perforasi dengan gas yang diproduksi.
4. Air yang terproduksi dari zona produksi lain : *liquid* yang terproduksi dari zona produksi lain sangat mungkin terjadi secara tidak sengaja, terutama saat melakukan kompleksi sumur.
5. Air kondensasi : gas alam yang ada pada reservoir akan tersaturasi apabila kondisinya cocok untuk air terlarut dalam gas alam. Dalam hal ini, air akan memasuki sumur dalam fasa uap yang terlarut dalam gas alam, sehingga sangat kecil sekali ditemui air dalam fasa *liquid* di dekat perforasi.
6. *Hydrocarbon condensate* : hidrokarbon yang berada dalam fasa cair pada kondisi atmosfer juga dapat memasuki sumur dalam fasa uap. Saat larutan gas mengalir ke permukaan, hidrokarbon keadaan uap dapat mulai mengembun saat kondisinya turun di bawah titik embun. Pada saat ini, hidrokarbon terkondensasi yang disebut kondensat. Kondensat memiliki gradien tekanan yang jauh lebih tinggi daripada gas, sehingga akan menciptakan tekanan hidrostatik yang lebih tinggi dan dapat menimbulkan permasalahan *loading loading* seperti air.

### 2.2.2. Gejala *Liquid Loading* pada Sumur Gas

Fenomena terjadinya *liquid loading* pada sumur gas dapat diketahui dari beberapa gejala. Jika dapat diketahui lebih awal dan dilakukan tindakan yang tepat, kerugian dalam produksi gas dapat diminimalisir (Abdullah et al., 2022). Terdapat beberapa gejala terjadinya *liquid loading*, diantaranya:

1. Kenaikan *decline rate* dan produksi yang tidak menentu : bentuk kurva penurunan sumur dapat menunjukkan masalah *liquid loading* di bawah lubang sumur. Kurva penurunan harus dianalisis dari waktu ke waktu untuk mencari perubahan dalam tren umum (Joseph et al., 2013).

2. Penurunan tekanan *tubing* dengan kenaikan tekanan *casing* : jika *liquid* mulai terakumulasi di bagian bawah lubang sumur, kepala tekanan tambahan pada formasi menurunkan tekanan *tubing* di permukaan. Selain itu, saat produksi *liquid* meningkat, *liquid* tambahan dalam *tubing* yang dibawa oleh gas meningkatkan gradien tekanan dalam *tubing* dan memberikan *back pressure* terhadap formasi, sehingga mengurangi tekanan *tubing* di permukaan (Khamehchi et al., 2016).
3. Survei tekanan yang menampilkan *liquid level* pada *tubing* : survei tekanan sumur yang mengalir atau statis merupakan metode yang paling akurat untuk menentukan *liquid level* dalam sumur gas, sehingga dapat diketahui apakah sumur tersebut mengalami *liquid loading*. Survei tekanan mengukur tekanan dengan kedalaman sumur baik saat *shut-in* ataupun mengalir. (Sankar & Arul Karthi, 2019).
4. Produksi *liquid* berhenti : beberapa sumur gas dengan aliran yang tinggi biasanya menghasilkan *liquid* untuk sementara waktu yang kemudian mengalami penurunan saat produksi gas mulai menurun dan produksi *liquid* berhenti. Dalam kasus ini, sumur yang memproduksi gas pada laju alir dibawah aliran kritis mengangkut *liquid* ke permukaan yang perlahan – lahan *liquid* tersebut terakumulasi di lubang sumur dan kemudian gas akan menggelembung melalui *liquid* yang terakumulasi tersebut (Lea & Rowlan, 2019).

### 2.3 Prediksi *Liquid Loading*

*Liquid loading* tidak selalu mudah teridentifikasi, karena ketika terjadinya pemuatan cairan, sumur kemungkinan masih dalam keadaan memproduksi dengan jumlah yang signifikan. Pendekatan yang paling umum digunakan dalam memprediksi *liquid loading* adalah dengan mengevaluasi “laju aliran kritis” yang didefinisikan sebagai kecepatan aliran minimum yang diperlukan untuk mengangkat *liquid* keluar dari sumur (Li et al., 2014). Laju alir gas yang berada dibawah laju aliran kritis menyebabkan droplet *liquid* jatuh dan selanjutnya terakumulasi pada *downhole* yang menyebabkan produksi sumur mengalami



penurunan dan kemungkinan sumur bisa mati. Persamaan empiris yang umum digunakan dalam memprediksi di dunia perminyakan, yaitu metode *Turner Rate* (Liu et al., 2017).

Turner, Hubbard dan Dukler (1969) mengusulkan dua model untuk memprediksi adanya *liquid* pada sumur gas. Pertama, pergerakan film *liquid* sepanjang dinding pipa dan kedua, tetesan *liquid* yang terperangkap ke dalam *core* gas dengan kecepatan tinggi. Turner et al. melakukan pendekatan dengan data lapangan untuk memvalidasi kedua model dan menyimpulkan bahwa model *entrained droplet* dapat lebih baik untuk memprediksi kondisi minimum yang dibutuhkan untuk mengangkat *liquid* di sumur gas. Turner mengembangkan persamaan teoritis sederhana untuk memprediksi kecepatan kritis yang dibutuhkan untuk mengangkat *liquid* ke permukaan, yaitu:

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/4}} \text{ ft/sec} \dots \dots \dots (2.1)$$

Berdasarkan data lapangan yang dipelajari oleh Turner et al. bahwasanya tekanan *well head* umumnya lebih besar dari 1000 psi. Turner et al. kemudian mengusulkan penyesuaian 20% lebih besar dari nilai perhitungan yang telah disesuaikan dengan data lapangan, sehingga:

Untuk *liquid* berupa kondensat:

$$V_{c \text{ cond}} = 4.043 \frac{(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \text{ ft/sec} \dots \dots \dots (2.2)$$

Untuk *liquid* berupa air:

$$V_{c \text{ water}} = 5.321 \frac{(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \text{ ft/sec} \dots \dots \dots (2.3)$$

Kemudian diperoleh laju kritis gas dari perhitungan kecepatan kritis, yaitu:

$$Q_{crit} = \frac{3.067PV_g A}{(T+460)Z} \text{ MMscf/D} \dots \dots \dots (2.4)$$

dengan:

$$A = \frac{(\pi)d_{ti}^2}{(T+460)Z} \text{ ft}^2 \dots \dots \dots (2.5)$$

Selain persamaan Turner, terdapat beberapa persamaan lain dalam memprediksi terjadinya *liquid loading* dari beberapa peneliti yang merupakan hasil modifikasi berbeda yang berasal dari persamaan Turner itu sendiri, diantaranya:

### 2.3.1. Persamaan Coleman

Coleman et al. menggunakan persamaan Turner tetapi divalidasi dengan data sumur produksi untuk tekanan *wellhead* yang lebih rendah (Suhendar et al., 2013). Coleman et al. menemukan bahwa prediksi yang lebih baik dapat dicapai apabila laju alir 20% lebih rendah dari Turner yang diperlukan untuk tetap di atas laju kritis, yang dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$V_{crit-C} = 1.593 \left[ \frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots(2.6)$$

$$q_{crit-C} = \frac{3060PV_{crit-C}A}{Tz} \dots\dots\dots(2.7)$$

### 2.3.2. Persamaan Nosseir

Nosseir et al. memfokuskan studinya pada pengaruh regim aliran dan perubahan kondisi aliran tersebut pada *loading* di sumur gas. Persamaan yang dikembangkan Nosseir et. al mirip dengan persamaan Turner namun perbedaannya adalah persamaan Turner tidak mempertimbangkan pengaruh regim aliran pada *drag coefficient*, sedangkan Nosseir memperhitungkan pengaruh regim aliran dengan menggunakan *drag coefficient* yang sama (0,44) untuk aliran laminar, transisi dan turbulen (Syahputra, 2019).

$$V_{crit-N} = 1.938 \left[ \frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots(2.8)$$

$$q_{crit-N} = \frac{3060PV_{crit-N}A}{Tz} \dots\dots\dots(2.9)$$

### 2.3.3. Persamaan Li

Li et al. dalam studinya mengemukakan bahwa persamaan Turner dan Coleman tidak mempertimbangkan deformasi droplet *liquid* yang jatuh bebas dalam media gas. Li et al. berpendapat bahwa ketika droplet *liquid* masuk ke dalam aliran gas berkecepatan tinggi, maka terdapat perbedaan tekanan antara bagian depan dan belakang droplet yang mengarah ke deformasi dan bentuknya yang berubah dari bulat menjadi *convex bean* dengan sisi yang tidak sama (Ikpeka & Okolo, 2019).

$$V_{crit-L} = \frac{0.7241\sigma^{\frac{1}{4}}(\rho_L - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots(2.10)$$

$$q_{crit-L} = \frac{3060PV_{crit-L}A}{Tz} \dots\dots\dots(2.11)$$

#### 2.3.4. Persamaan Guo

Guo et al. mengemukakan bahwa beberapa peneliti yang telah menyarankan beberapa persamaan untuk memprediksi *liquid loading* namun hasil dari persamaan – persamaan tersebut menunjukkan ketidaksesuaian dan tidak mudah digunakan karena sulitnya memprediksi tekanan *bottom hole* pada aliran multifasa. Guo et al. kemudian merumuskan persamaan analitik untuk memprediksi laju aliran gas minimum untuk menghilangkan *liquid* secara terus menerus dari sumur gas (Bolujo et al., 2017). Guo et al. mensubstitusikan persamaan Turner untuk *entrained drop movement model* pada persamaan energi kinetik untuk menghasilkan energi kinetik minimum gas yang harus dipertahankan agar sumur tetap *unloaded*.

Tabel 2.1 berikut merupakan beberapa peneliti yang menyarankan modifikasi berbeda persamaan Turner yang disesuaikan dengan aplikasi di lapangan.

Tabel 2.1 Review Beberapa Modifikasi Persamaan Turner

Peneliti	Modifikasi Persamaan Turner
Turner et al., 1969	Membuat persamaan Turner yang diterima secara luas.
Coleman et al., 1991	Menyarankan untuk tidak menggunakan faktor koreksi 20% untuk sumur gas yang bertekanan rendah.
Nosseir et al., 2000	Mempertimbangkan pengaruh dari regim aliran yang berbeda.
Li et al., 2001	Mempertimbangkan bentuk droplet
Guo et al., 2006	Memperhitungkan energi kinetik aliran gas minimum yang dibutuhkan.

### BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan pada studi ini adalah observasi atau analisis data produksi lapangan yang sudah ada. Pada studi ini akan dilakukan analisis *liquid loading* pada beberapa kandidat sumur di lapangan gas MLT dengan menggunakan metode Turner. Selain itu, juga dilakukan analisis sensitivitas *well head pressure*, ukuran *tubing* dan *choke* dengan bantuan *software*.

#### 3.2 Metode Pengumpulan Data

Metode pengumpulan data adalah suatu proses yang dilakukan untuk mengumpulkan data yang diperlukan dalam menganalisa suatu permasalahan atau dalam kasus ini akan digunakan untuk menganalisis *liquid loading* pada sumur gas. Metode pengumpulan data dilakukan dengan cara observasi data lapangan, literatur, *paper* dan diskusi. Dengan mengumpulkan data dari berbagai referensi tersebut, diharapkan penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik.

#### 3.3 Sumber Data

Berikut merupakan data – data yang digunakan dalam penelitian, yaitu:

1. Data properti reservoir

Data properti reservoir yang digunakan berupa porositas, permeabilitas, tekanan reservoir, temperatur reservoir, ketebalan formasi dan lain –lain.

2. Data properti fluida reservoir

Data properti fluida reservoir digunakan untuk merepresentasikan model aliran fluida pada sumur dengan data PVT. Model yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah model fluida komposisi, yang terdiri dari fraksi mol untuk setiap komponen fraksi fluida. Tabel 3.1 menunjukkan data yang digunakan dalam membuat model pada penelitian ini.

Tabel 3.1 Komponen Fraksi Fluida Lapangan Gas MLT

Components	Molar percentage (%)
Water (H <sub>2</sub> O)	0,338
Helium (H <sub>2</sub> )	0,169
Nitrogen (N <sub>2</sub> )	5,307
Carbon Dioxide (CO <sub>2</sub> )	0,160
Methane (C <sub>1</sub> )	80,326
Ethane (C <sub>2</sub> )	7,358
Propane (C <sub>3</sub> )	2,872
Isobutane (i-C <sub>4</sub> )	0,601
Butane (C <sub>4</sub> )	1,077
Isopentane (i-C <sub>5</sub> )	0,360
Pentane (C <sub>5</sub> )	0,484
Hexane (C <sub>6</sub> )	0,593

## 3. Data produksi sumur

Berikut data produksi masing – masing kandidat sumur pada lapangan gas MLT yang ditunjukkan pada Tabel 3.2

Tabel 3.2 Data Produksi Sumur

Data	MT-04	MT-05	MT-06
GOR (SCF/STB)	266865,9	338697,5	720846,9
LGR (STB/mmscf)	4,183	3,216	1,640
Wcut (%)	10,45	8,23	15,47
WGR (STB/mmscf)	0,438	0,265	0,252

4. Data kesediaan ukuran *tubing*

Data kesediaan ukuran *tubing* digunakan untuk mengetahui parameter perbedaan ukuran ID *tubing* terhadap indikasi *liquid loading* yang disimulasikan dengan bantuan *software*.

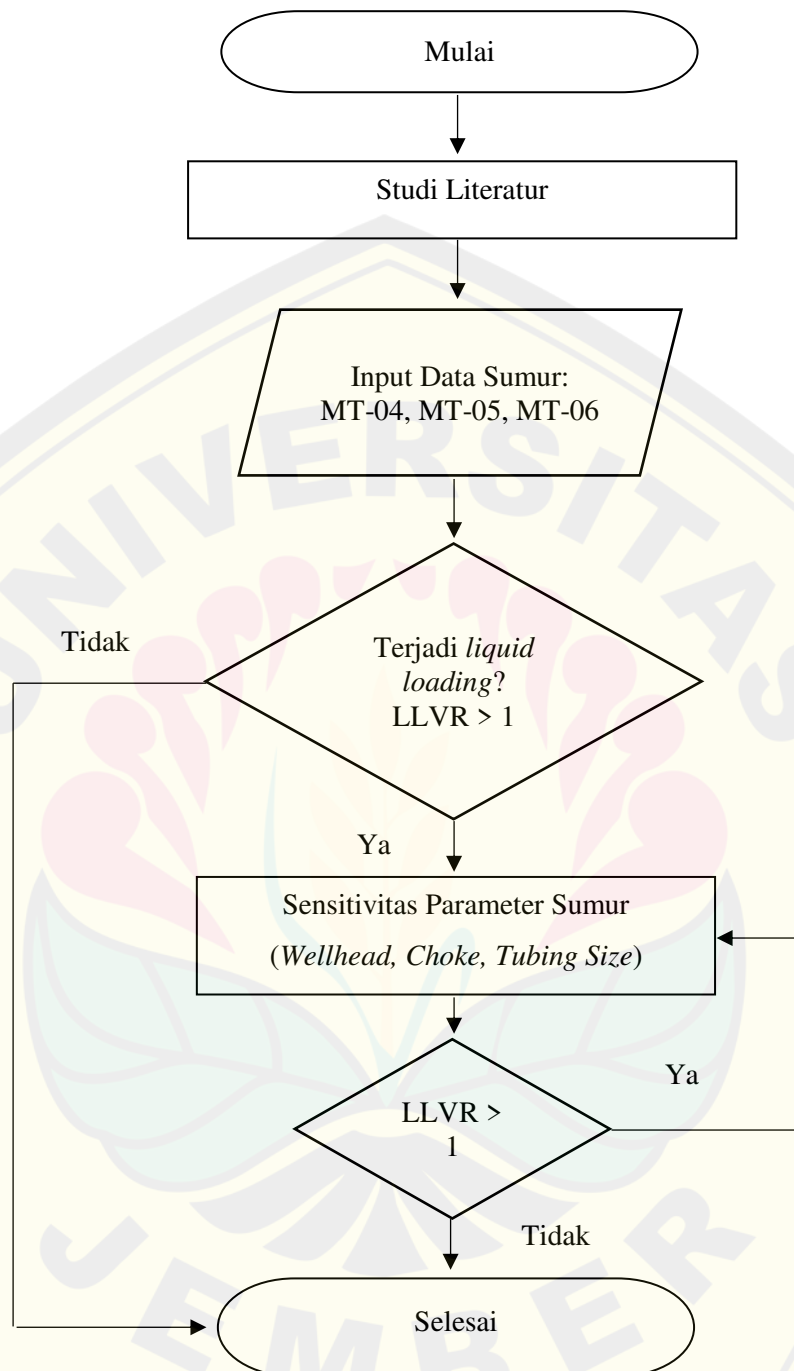


### 3.4 Prosedur Penelitian

Prosedur penelitian dilakukan dengan langkah – langkah berikut:

1. Penelitian diawali dengan melakukan studi literatur untuk memperoleh informasi dan referensi literatur yang disesuaikan dengan teori yang diteliti.
2. Melakukan identifikasi permasalahan untuk mengidentifikasi dan mengembangkan permasalahan penelitian yang didasari pada studi literatur.
3. Kemudian dilakukan *input data* untuk mengembangkan pemodelan sumur yang akan dianalisis.
4. Selanjutnya dari pemodelan sumur dilakukan identifikasi untuk mengetahui adanya indikasi *liquid loading* pada kandidat sumur.
5. Jika terdapat indikasi *liquid loading* pada sumur, maka dilakukan analisis sensitivitas untuk memperoleh rentang operasi sumur yang tidak terjadi *liquid loading*.

Adapun penelitian dilakukan dengan menyesuaikan *flowchart* penelitian pada Gambar 3.1 berikut.



Gambar 3.1 *Flowchart* Penelitian

## BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Identifikasi *Liquid Loading* pada Kandidat Sumur Gas

*Liquid loading* pada sumur gas dapat diidentifikasi dengan membandingkan laju alir kritis dengan laju alir gas. Apabila laju alir gas lebih kecil daripada laju alir kritisnya, maka sumur gas tersebut terindikasi mengalami *liquid loading* dan sebaliknya. Dalam penelitian ini dilakukan identifikasi *liquid loading* pada kandidat sumur gas di lapangan MLT dengan tiga parameter utama, yaitu laju alir gas, laju alir kritis gas dan *liquid loading velocity ratio*. Tabel 4.1 menunjukkan hasil laju alir gas, laju alir kritis gas dan *liquid loading velocity ratio* pada masing – masing kandidat sumur gas.

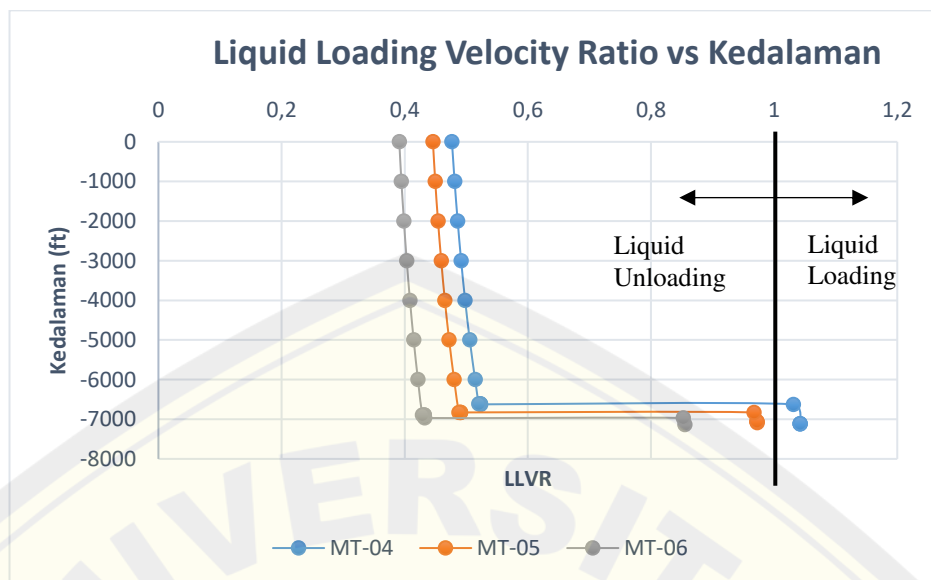
Tabel 4.1 Parameter *Liquid Loading* Masing – Masing Sumur

Sumur	Qg (MMscf/d)	Qcrit (MMscf/d)	LLVR
MT-04	21,327	22,231	1,042
MT-05	22,581	21,962	0,973
MT-06	25,375	21,702	0,855

Dari Tabel 4.1 dapat diketahui perbandingan laju alir gas dan laju alir kritis gas masing – masing sumur kandidat, dimana untuk laju alir gas (Qg) pada sumur MT-05 dan MT-06 berada di atas laju alir kritisnya (Qcrit) yang menandakan sumur tersebut tidak terindikasi *liquid loading*. Sedangkan pada sumur MT-04 dapat dilihat bahwa laju alir kritisnya (Qcrit) berada di atas laju alir gasnya (Qg) yang menandakan sumur tersebut mengalami *liquid loading*. Nilai *liquid loading velocity ratio* pada Tabel 4.1 di atas merupakan nilai laju alir kritis gas (Qcrit) dibagi dengan nilai laju alir gas (Qg), yang apabila *liquid loading velocity ratio* >1 mengindikasikan adanya permasalahan *liquid loading* pada sumur karena gas yang mengalir lebih rendah dibandingkan laju alir kritis yang diperlukan untuk mengangkat *liquid*.

Untuk mengetahui dimana *liquid loading* akan terjadi pada profil sumur, maka dilakukan plot grafik antara nilai *liquid loading velocity ratio* pada masing –

masing kandidat sumur terhadap kedalamannya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1.

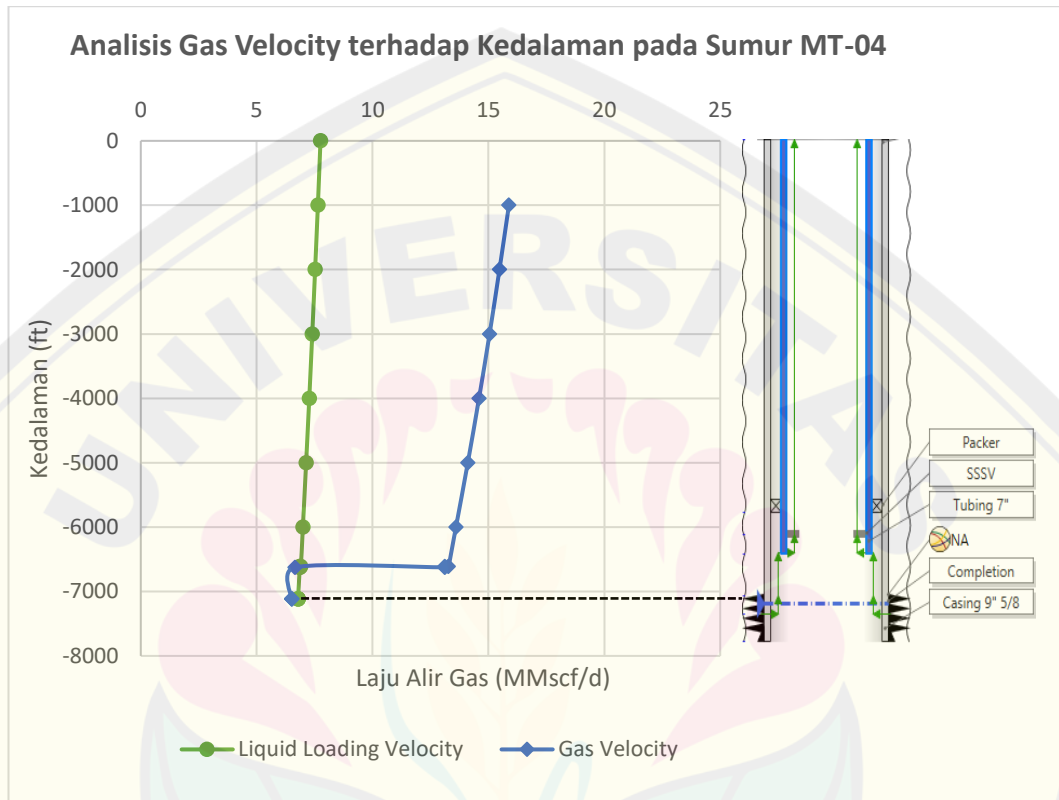


Gambar 4.1 Grafik *Liquid Loading Velocity Ratio* terhadap Kedalaman Sumur

Grafik pada Gambar 4.1 di atas diplot berdasarkan data hasil simulasi pada perangkat lunak. Dapat dilihat apabila laju alir kritis gas lebih besar dibandingkan laju alir gas atau nilai *liquid loading velocity ratio*  $> 1$  pada suatu titik di rangkaian lubang sumur (*well string*), maka pada kedalaman tersebut dipastikan terjadi akumulasi *liquid*. Hal ini terbukti terjadi pada sumur MT-04 yang pada kedalaman 6624 ft – 7117,9 ft mengalami akumulasi *liquid*. Dan dapat disimpulkan juga kecepatan gas akan berubah dari satu titik ke titik yang lain pada *tubing* meskipun laju alir gasnya konstan.

Akumulasi *liquid* yang terjadi di dasar sumur MT-04 disebabkan oleh *liquid* yang hanya setengahnya saja yang ikut terangkat atau terproduksi bersama dengan gas, sedangkan sisanya membentuk *liquid loading* pada dasar sumur tersebut. Akumulasi *liquid* ini muncul di bagian antara ujung *tubing* dengan *casing* yang berada dibawahnya, dimana pada bagian tersebut memiliki area yang luas tetapi kecepatan fluidanya rendah. *Tubing* yang berada di atas perforasi memungkinkan terjadinya penumpukan *liquid* di *casing* yang terletak di bawah *tubing* karena kecepatan gas yang rendah di *casing* yang lebih besar yang akan menjadi lokasi yang paling potensial terjadinya *liquid loading*. Sehingga, dapat

disimpulkan bahwa ketika diameter *tubing* meningkat, laju aliran gas yang diperlukan untuk mengangkat *liquid* akan lebih tinggi daripada yang diperlukan untuk mengangkat ketika menggunakan diameter yang lebih kecil. Ini karena peningkatan diameter akan menyebabkan peningkatan luas permukaan, yang secara tidak sengaja akan membutuhkan lebih banyak energi untuk efisiensi. Kejadian tersebut seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.2 berikut.



Gambar 4.2 Grafik Analisis *Gas Velocity* terhadap Kedalaman pada Sumur MT-04

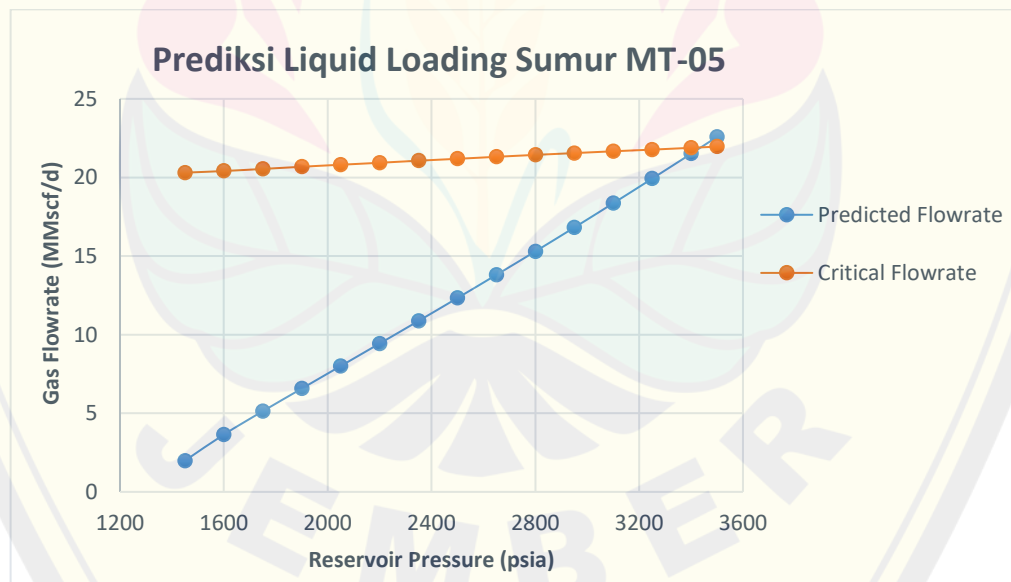
Dapat dilihat pada gambar di atas yang menunjukkan grafik analisis *gas velocity* (kecepatan gas) pada sumur MT-04 terhadap kedalamannya dimana *gas velocity* aktual di bagian antara antara ujung *tubing* dengan *casing* yang berada dibawahnya memiliki kecepatan yang rendah dibandingkan dengan *liquid loading velocity* di sumur tersebut yang menandakan pada zona tersebut menjadi awal mula terjadinya pemuatan *liquid*. Hal ini dikarenakan perbedaan luas area pada zona transisi antara ujung *tubing* dengan *casing* yang berada dibawahnya. Selain itu, kejadian tersebut juga disebabkan oleh adanya faktor lain diantaranya *formation damage* yang terjadi di sekitar zona perforasi dan lubang sumur serta adanya

*pressure drop* yang terjadi saat gas mengalir di rangkaian lubang sumur (*well string*).

#### 4.2 Analisis Prediksi *Liquid Loading* pada Kandidat Sumur Gas

Analisis prediksi *liquid loading* pada kandidat sumur gas di lapangan MLT dilakukan pada sumur MT-05 dan MT-06. Kedua sumur tersebut masih belum terindikasi *liquid loading* karena laju alir gas ( $Q_g$ ) berada di atas laju alir kritisnya ( $Q_{crit}$ ). Namun tidak menutup kemungkinan sumur MT-05 dan MT-06 akan mengalami *liquid loading* di kemudian hari seiring kedua sumur tersebut dioperasikan.

Untuk menentukan prediksi *liquid loading* pada sumur MT-05 dan MT-06 dilakukan dengan memplot grafik laju alir gas prediksi dan laju alir kritis gas terhadap tekanan reservoir untuk masing – masing sumur seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.3 dan Gambar 4.4. Laju alir kritis gas dihitung berdasarkan persamaan Turner dan laju alir gas prediksi dihitung berdasarkan setiap penurunan tekanan reservoir sebesar 150 psi. Apabila laju alir gas prediksi mulai berada di bawah laju alir kritis gas, maka sumur yang diprediksi mengalami *liquid loading*.

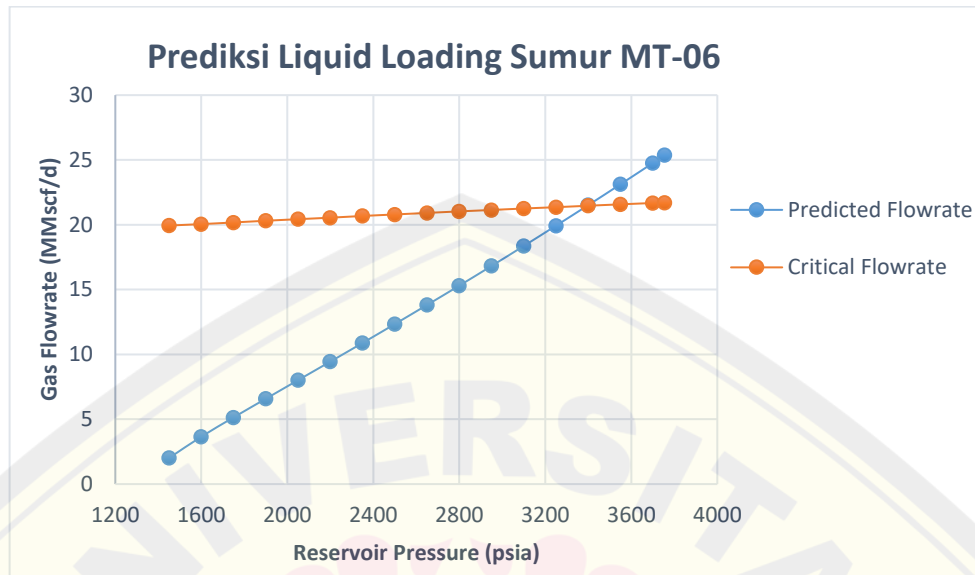


Gambar 4.3 Prediksi *Liquid Loading* pada Sumur MT-05

Pada Gambar 4.3 dapat dilihat Sumur MT-05 diprediksi mengalami *liquid loading* saat laju alir kritis gasnya lebih besar dibandingkan laju alir gas prediksi



pada saat tekanan reservoirnya mendekati 3400 psia dan pada kondisi ini *liquid* mulai terakumulasi di bawah lubang sumur. Apabila dibiarkan laju alir gas akan menurun sampai sumur mati.



Gambar 4.4 Prediksi *Liquid Loading* pada Sumur MT-06

Sumur MT-06 diprediksi terindikasi permasalahan *liquid loading* pada saat tekanan reservoirnya mendekati 3250 psia yang ditunjukkan laju alir kritis gasnya lebih besar dibandingkan laju alir gas prediksi seperti pada Gambar 4.4. Pada kondisi tersebut, mulai muncul akumulasi *liquid* di bawah lubang sumur yang apabila tidak ditangani laju alir gas akan terus menurun sampai sumur mati. Dengan hasil prediksi waktu dan kondisi dimulainya *liquid loading* pada kandidat Sumur MT-05 dan MT-06 maka dapat membantu tindakan preventif yang tepat untuk mencegah terjadinya *liquid loading* di waktu yang datang.

#### 4.3 Analisis Sensitivitas Parameter Sumur terhadap *Liquid Loading*

Analisis sensitivitas parameter sumur terhadap *liquid loading* pada lapangan MLT dilakukan pada sumur MT-04 yang terindikasi mengalami *liquid loading*. Parameter sumur yang akan diuji sensitivitas terdapat tiga parameter, yaitu tekanan *well head* (WHP), ukuran ID *tubing* dan *choke*. Dimana sensitivitas ini akan dilakukan dengan bantuan perangkat lunak PIPESIM untuk mengetahui pengaruh masing – masing parameter sumur terhadap permasalahan *liquid loading* serta

untuk menjadi rekomendasi *well operating limit* guna meminimalisir indikasi *liquid loading* pada sumur di lapangan MLT.

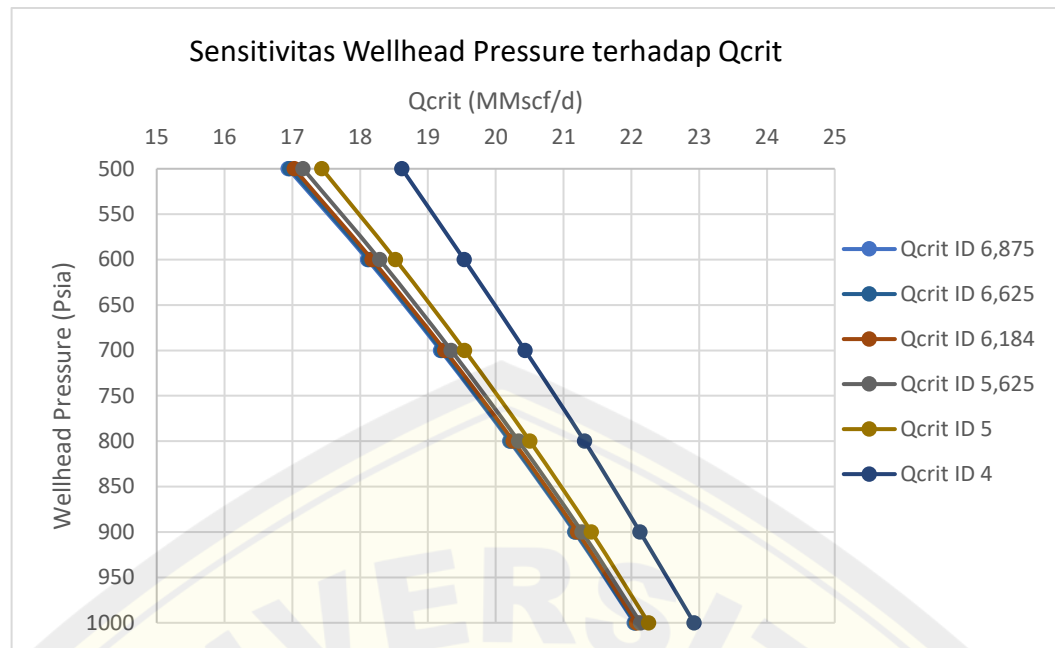
#### 4.3.1. Skenario Sensitivitas Tekanan *Well Head* (WHP)

Skenario sensitivitas tekanan *well head* (WHP) bertujuan untuk mengetahui pengaruh tekanan *well head* (WHP) yang diubah – ubah terhadap permasalahan *liquid loading*. Sensitivitas tekanan *well head* (WHP) dilakukan dengan bantuan simulasi perangkat lunak PIPESIM dan diperoleh hasil sebagai berikut yang ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil Skenario Sensitivitas Tekanan *Well Head* (WHP) Sumur MT-04

WHP (psia)	Qg (MMscf/d)	Qcrit (MMscf/d)	LLVR
800	22,23	20,42	0,918
825	22,13	20,66	0,933
850	22,03	20,89	0,948
875	21,92	21,12	0,964
900	21,81	21,35	0,979
925	21,69	21,58	0,995
950	21,57	21,80	1,010
975	21,45	22,01	1,026
1000	21,33	22,23	1,042

Berdasarkan Tabel 4.2 dapat dilihat bahwa *liquid loading* pada Sumur MT-04 teratasi atau tidak terjadi pada saat tekanan *well head* sebesar 925 psia, sehingga diperoleh hasil bahwa semakin rendah nilai tekanan *well head* maka laju alir gas (Qg) semakin tinggi. Hal tersebut juga sesuai dengan penelitian sebelumnya yang melakukan penurunan tekanan *well head* dengan mengaplikasikan *compressor system* yang dipasang pada *well head* guna mengatasi *liquid loading* dan mempermudah aliran gas ke permukaan. Hasil penelitian tersebut juga menunjukkan *compressor system* bekerja dengan menurunkan tekanan *well head* dan mampu meningkatkan produktifitas sumur serta menjaga *lifetime* sumur untuk terus berproduksi dengan baik (Suhendar et al., 2013). Adapun hasil analisis sensitivitas tekanan *well head* pada Sumur MT-04 pada penelitian ini dapat disimpulkan bahwa besar tekanan *well head* pada sumur mempengaruhi laju alir gas dan mampu menangani indikasi *liquid loading* pada Sumur MT-04.



Gambar 4.5 Grafik Sensitivitas *Wellhead Pressure* terhadap *Qcrit*

Grafik pada Gambar 4.5 menunjukkan bahwa respon penurunan tekanan *wellhead* pada berbagai ukuran ID *tubing* berpengaruh dalam menghindari terjadinya *liquid loading* pada sumur. Hal ini dibuktikan dengan arah *Qcrit* masing-masing ID *tubing* semakin ke kiri (menurun) yang menandakan *Qcrit* nya berada dibawah  $Q_g$ , sehingga sumur beroperasi di batas aman dan terhindar dari indikasi *liquid loading* pada rentang operasi tersebut.

#### 4.3.2. Skenario Sensitivitas Ukuran ID *Tubing*

Skenario sensitivitas ukuran ID *tubing* bertujuan untuk mengetahui pengaruh ukuran ID *tubing* yang diubah – ubah terhadap permasalahan *liquid loading*. Sensitivitas ukuran ID *tubing* dilakukan dengan lima ukuran ID *tubing* yang berbeda dan bantuan simulasi perangkat lunak PIPESIM dan diperoleh hasil sebagai berikut yang ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Hasil Skenario Sensitivitas Ukuran ID *Tubing* Sumur MT-04

ID Tubing (in)	Qg (MMscf/d)	Qcrit (MMscf/d)	LLVR
5	21,20	22,43	1,058
5,625	21,29	22,30	1,047
6,184	21,33	22,23	1,042
6,625	21,35	22,20	1,040
6,875	21,35	22,18	1,039

Berdasarkan Tabel 4.3 diobservasi bahwa sensitivitas ukuran ID *tubing* pada Sumur MT-04 tidak menunjukkan perubahan yang signifikan terhadap permasalahan *liquid loading*. Dari tabel di atas diketahui bahwa semakin besar ukuran ID *tubing* maka laju alir gas (Qg) yang dihasilkan meningkat, namun laju alir kritis gas (Qcrit) yang dihasilkan juga meningkat. Dalam penelitian sebelumnya yang melakukan *screening* perbedaan ukuran ID *tubing* terhadap indikasi *liquid loading* diperoleh kriteria laju alir gas (Qg) dan laju alir kritis gas (Qcrit) yang beragam. Dimana ukuran ID *tubing* yang semakin besar menghasilkan laju alir gas (Qg) dan laju alir kritis gas (Qcrit) semakin meningkat, sedangkan ID *tubing* dengan ukuran kecil menghasilkan laju alir yang kecil dengan indikasi terjadinya akumulasi *liquid* cenderung lambat dan produksi gas relatif stabil (Budiarto & Setya Budi, 2021). Adapun hasil analisis sensitivitas ukuran ID *tubing* pada Sumur MT-04 pada penelitian ini dapat disimpulkan bahwa perbedaan ukuran ID *tubing* pada sumur mempengaruhi laju alir gas, tetapi indikasi tetap terjadi *liquid loading* pada Sumur MT-04. Hal ini terjadi karena keterbatasan konfigurasi sumur yang *existing* pada Sumur MT-04 dan beberapa parameter lain yang berpengaruh pada indikasi *liquid loading* yang terjadi pada Sumur MT-04.

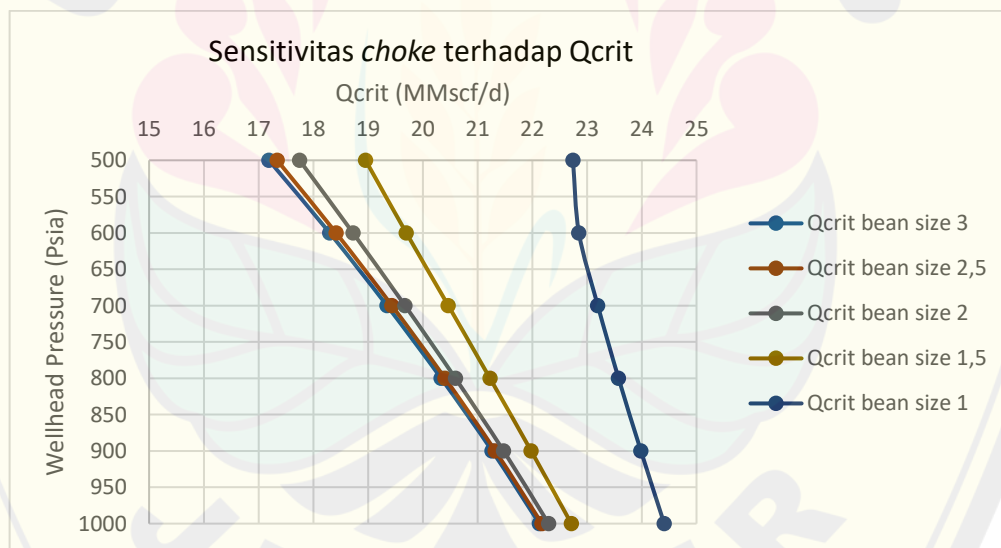
#### 4.3.3. Skenario Sensitivitas *Choke*

Skenario sensitivitas *choke* bertujuan untuk mengetahui pengaruh ukuran *bean size* yang diubah – ubah terhadap permasalahan *liquid loading*. Sensitivitas *choke* dilakukan dengan *bean size* yang berbeda dan bantuan simulasi *software* PIPESIM dan diperoleh hasil sebagai berikut yang ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Hasil Skenario Sensitivitas *Choke* Sumur MT-04

<i>Bean size</i> (in)	Q <sub>g</sub> (MMscf/d)	Q <sub>crit</sub> (MMscf/d)	LLVR
1	19,25	24,91	1,29
1,5	20,86	22,97	1,10
2	21,18	22,48	1,06
2,5	21,26	22,33	1,05
3	21,30	22,28	1,05

Berdasarkan Tabel 4.4 diobservasi bahwa sensitivitas *choke* pada Sumur MT-04 tidak menunjukkan perubahan yang signifikan terhadap permasalahan *liquid loading*. Dari tabel di atas diketahui bahwa semakin besar *bean size choke* maka laju alir gas (Q<sub>g</sub>) yang dihasilkan meningkat, namun laju alir kritis gas (Q<sub>crit</sub>) yang dihasilkan juga meningkat. Adapun hasil analisis sensitivitas *bean size choke* pada Sumur MT-04 pada penelitian ini dapat disimpulkan bahwa perbedaan ukuran *bean size choke* pada sumur mempengaruhi laju alir gas, tetapi indikasi tetap terjadi *liquid loading* pada Sumur MT-04.

Gambar 4.6 Grafik Sensitivitas *Choke* terhadap Q<sub>crit</sub>

Grafik pada Gambar 4.6 menunjukkan respon penurunan tekanan *wellhead* pada berbagai *bean size choke* yang berpengaruh terhadap adanya *liquid loading* pada sumur. Dapat dilihat bahwa semakin besar *bean size choke* yang digunakan maka  $Q_{crit}$  nya akan mengalami penurunan, sehingga  $Q_g$  pada sumur akan berada di atas  $Q_{crit}$  nya. Hal ini menunjukkan pengaruh yang signifikan terhadap besar *bean size choke* yang mampu menjaga sumur beroperasi di batas aman dan tidak mengalami *liquid loading* pada rentang operasi tersebut.





## BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis perkiraan *liquid loading* yang telah dilakukan pada kandidat sumur gas di Lapangan MLT, diperoleh beberapa kesimpulan yang meliputi:

1. Laju alir kritis gas ( $Q_{crit}$ ) masing – masing sumur diperoleh hasil sebesar 22,331 MMscf/d untuk Sumur MT-04, 21,962 MMscf/d untuk Sumur MT-05, dan 21,702 MMscf/d untuk Sumur MT-06.
2. Dari ketiga kandidat sumur gas di Lapangan MLT teridentifikasi bahwa Sumur MT-04 mengalami *liquid loading* yang ditandai dengan nilai *liquid loading velocity ratio*  $>1$ . Dan untuk sumur MT-05 dan MT-06 diprediksi akan mengalami *liquid loading* seiring kedua sumur tersebut dioperasikan dan terjadi penurunan tekanan reservoir.
3. Berdasarkan analisis sensitivitas parameter sumur di Sumur MT-04 yang meliputi tekanan *well head* (WHP), ukuran ID *tubing* dan *choke* diperoleh hasil bahwa sensitivitas tekanan *well head* (WHP) mampu untuk meminimalisir terjadinya *liquid loading* pada Sumur MT-04. Sedangkan, sensitivitas ukuran ID *tubing* dan *choke* masih belum menunjukkan perubahan yang signifikan untuk mengatasi permasalahan *liquid loading*.

### 5.2 Saran

Untuk peneliti selanjutnya diharapkan untuk menemukan solusi terbaik dari berbagai sensitivitas parameter sumur untuk menghindari terjadinya *liquid loading*. Dan disarankan untuk lebih memperhatikan regim aliran yang ada di dalam sumur, sehingga *liquid loading* dapat dihindari. Untuk sumur gas yang berada di Lapangan MLT disarankan untuk mengaplikasikan penggunaan *Wellhead Compressor* (WHC) guna mengatur tekanan *well head* pada setiap sumur sebagai tindakan preventif untuk mencegah terjadinya *liquid loading* serta menjaga *lifetime* sumur untuk terus berproduksi di masa yang akan datang.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. A., Eisa, A. M. K., Rezig, S. F. J., Osman, O. K., & Abdulrahman, M. H. (2022). *Predicting liquid loading in gas wells using machine learning*.
- Andrianata, S., Rante Allo, K., Lukman, A., Taufiq Kramadibrata, A., & Indonesia, V. (2017). *Extending Life of Liquid Loaded Gas Wells Using Velocity String Application: Case Study & Candidate Selection*. 17–19.
- Baouche, R., & Nabawy, B. S. (2021). Permeability prediction in argillaceous sandstone reservoirs using fuzzy logic analysis: A case study of triassic sequences, Southern Hassi R'Mel Gas Field, Algeria. *Journal of African Earth Sciences*, 173, 104049. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.104049>
- Bolujo, E., Orodu, O., Julius Omodara, O., & Eterigho Emeter, M. (2017). A New Model for Predicting Liquid Loading in Multiphase Gas Wells. *International Journal of Applied Engineering Research*, 12, 4578–4586. <http://www.ripublication.com4578>
- Budiarto, O., & Setya Budi, I. (2021). Penentuan Batas Operasi Baru Untuk Sumur Gas di Lapangan Anggrek. *Majalah Ilmiah Swara Patra*, 11(1). <https://doi.org/10.37525/sp/2021-1/282>
- Febri, M., Trijana Kartoatmodjo, R. S., & Wati, K. F. (2017). ANALISA LIQUID LOADING PADA SUMUR GAS FJRN-1. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 3(1), 179–182.
- Ikpeka, P. M., & Okolo, M. O. (2019). Li and Turner Modified model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(3), 1971–1993. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0585-6>
- Joseph, A., Sand, C. M., & Ajenka, J. A. (2013, August 5). Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/167603-MS>
- Khamehchi, E., Khishvand, M., & Abdolhosseini, H. (2016). A case study to optimum selection of deliquification method for gas condensate well design: South Pars gas field. *Ain Shams Engineering Journal*, 7(2), 847–853. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2015.12.011>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, Mike. R. (2008). *GAS WELL DELIQUIFICATION* (J. F. Lea, H. V. Nickens, & M. R. Wells, Eds.; Second Edition). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8280-0.X5001-X>
- Lea, J. F., & Rowlan, L. (2019). *Gas Well Deliquification* (J. F. Lea & R. Lynn, Eds.; Third Edition). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/C2017-0-04099-5>
- Li, J., Service, W., Almudairis, ; F, & Zhang, H. (2014). *Prediction of Critical Gas Velocity of Liquid Unloading for Entire Well Deviation*. 10–12.
- Liu, X., Falcone, G., & Teodoriu, C. (2017). Liquid loading in gas wells: From core-scale transient measurements to coupled field-scale simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 1056–1066. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.025>

- Pertamina Gas. (2020, October 23). *Menilik Kekayaan Gas Alam Indonesia Sebagai Salah Satu Tumpuan Kebutuhan Energi Masyarakat Indonesia*. Pertamina Gas. <http://www.pertagas.pertamina.com/Portal/Content/Read/39>
- Pratiwi, A. R. (2019). *Penanggulangan liquid loading dengan memperhatikan pola aliran pada lapangan KMB*. Universitas Trisakti.
- Sankar, S., & Arul Karthi, S. (2019). Study of Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 8(06). [www.ijert.org](http://www.ijert.org)
- Suhendar, A. D., Kurniawan, R., & Lizcano, E. (2013). *Gas Well Deliquification for Maximizing Recovery from Mature Gas Assets*. 26–28.
- Syahputra, M. D. (2019). *EVALUATION AND COMPARISON OF LIQUID LOADING PREDICTION MODELS IN GAS WELLS 1 EVALUATION AND COMPARISON OF LIQUID LOADING PREDICTION MODELS IN GAS WELLS*. Institut Teknologi Bandung.
- Yaqoup, M. H., At-tijani, M. O., Abdalla, M. A., & Omer, M. H. (2016). *Prediction of Liquid Loading in Gas Well (A1), and Solve It by Using Velocity String (A1)*. Sudan University of Science & Technology.
- Zhou, H., Qu, C., Lu, G., Li, Z., Wang, X., Yin, H., & Feng, Y. (2021). Deliquification of Low-Productivity Natural Gas Wells with in Situ Generated Foams and Heat. *Energy and Fuels*, 35(12), 9873–9882. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00667>

LAMPIRAN-LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Kompleksi Sumur



Lampiran 2 Data Konfigurasi Sumur



Lampiran 3 Perhitungan Laju Alir Kritis Gas (Qcrit)



Lampiran 4 Kurva IPR Masing-masing Sumur Kandidat

