

**ANALISIS SENSITIVITAS *WELL HEAD PRESSURE* PADA  
SUMUR GAS TYS LAPANGAN JR TERHADAP MASALAH  
*LIQUID LOADING* DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE***

**PROSPER**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar sarjana teknik*

**Oleh**

**TARA YOMENIA SARI**

**NPM 153210124**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2022**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh:

Nama : Tara Yomenia Sari  
NPM : 153210124  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Analisis Sensitivitas *Well Head Pressure* Pada Sumur Gas  
TYS Lapangan JR Terhadap Masalah *Liquid loading*  
Dengan Menggunakan *Software* PROSPER

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Richa Melysa, S.T., M.T ( )  
Penguji : Neneng Purnamawati, S.T., M.Eng ( )  
Penguji : Novrianti, S.T., M.T. ( )  
Ditetapkan di : Pekanbaru  
Tanggal :

Disahkan oleh

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

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

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya 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,

2022

(Tara Yomenia Sari)  
NPM 153210124

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah segala puji syukur kehadirat Allah SWT yang senantiasa kita ucapkan, atas limpahan rahmat dan karunia serta nikmat-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat guna mendapatkan gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Dalam penyelesaian tugas akhir ini, penulis banyak mendapatkan bantuan, bimbingan dan arahan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan ini dengan hati yang tulus dan ikhlas penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Richa Melysa, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir yang saya kerjakan.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Ketua dan Sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang telah banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
3. Bapak Fajra Alfasino, S.T sebagai Sr. Operation & Facility engineer EMP bentu & korinci baru Ltd yang telah membantu dan mengarahkan dalam penyusunan tugas akhir saya.
4. Kedua orang tua tercinta, Bapak Jasril dan Ibu Rina Suardi Putri, abang Rifki Ariandi, kedua adik saya Rian Irsal J Putra dan Anri Priadi serta seluruh keluarga besar yang selalu memberikan semangat menjalani kuliah.
5. Sahabat-sahabat tercinta yang tidak bisa disebutkan satu-persatu dan teman-teman mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah begitu banyak memberikan dukungan dan serta arahan yang bermanfaat dalam penyelesaian tugas akhir ini

Semoga Allah membalas semua kebaikan yang telah diberikan dengan balasan yang lebih baik. Aamiin ya Rabbal'Alamiin. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 2022

(Tara Yomenia Sari)



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
LAMPIRAN.....	x
SINGKATAN .....	xi
ABSTRAK .....	xii
<i>ABSTRACT</i> .....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Gas Alam.....	4
2.2 <i>Problem Liquid loading</i> Pada Sumur Gas.....	8
2.3 Metode Turner.....	11
2.4 Nodal Analisis .....	11
2.5 Aplikasi <i>Software PROSPER</i> (Production System Performance).....	13
2.6 <i>State Of The Art</i> .....	13
BAB III METODELOGI PENELITIAN .....	16
3.1 Metode Penelitian.....	16
3.2 Diagram Alir.....	17
3.3 EMP Bentu Limited.....	18
3.4 Kondisi Geologi <i>Reservoir</i> .....	18
3.5 Statigrafi Lapangan JR .....	20
3.6 Karakteristik <i>Reservoir</i> Lapangan JR.....	23

3.7	Data Yang Dibutuhkan .....	23
3.8	Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data .....	24
3.9.	Jadwal Penelitian .....	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....		25
4.1	Data .....	25
4.2	Kurva IPR ( <i>Inflow Performance Relationship</i> ).....	30
4.3	Analisa <i>Liquid loading</i> .....	31
4.4	Skenario <i>Well head pressure</i> .....	32
4.4.1	Skenario <i>Well head pressure</i> I (20 psig).....	33
4.4.2	Skenario <i>Well head pressure</i> II (40 psig).....	34
4.4.3	Skenario <i>Well head pressure</i> III (60 psig) .....	36
4.4.4	Skenario <i>Well head pressure</i> IV (80 psig) .....	37
4.4.5	Skenario <i>Well head pressure</i> V (100 psig) .....	39
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		43
5.1	Kesimpulan.....	43
5.2	Saran .....	43
DAFTAR PUSTAKA .....		44
LAMPIRAN.....		47

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Diagram Fasa <i>Reservoir Dry Gas</i> .....	5
Gambar 2. 2 Diagram Fasa <i>Reservoir Wet Gas</i> .....	6
Gambar 2. 3 Diagram Fasa <i>Reservoir Retrograde Gas-Condensate</i> .....	7
Gambar 2. 4 Diagram Fasa <i>Reservoir Near-Critical Gas Condensate</i> .....	8
Gambar 2. 5 Penurunan Laju Alir Gas Dengan Penurunan Tekanan <i>Reservoir</i> ...	10
Gambar 2. 6 <i>Titik Nodal</i> .....	12
Gambar 2. 7 Tampilan <i>Software PROSPER</i> .....	13
Gambar 3. 1. Peta Lapangan JR .....	18
Gambar 3. 2 Struktur Geologi Regional Sumatera Tengah .....	19
Gambar 3. 3 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah .....	22
Gambar 3. 4 Kondisi <i>Reservoir</i> Lapangan JR .....	23
Gambar 4. 1 Diagram kompleksi sumur TYS .....	29
Gambar 4. 2 Kurva IPR sumur TYS lapangan JR .....	31
Gambar 4. 3 Skenario <i>well head pressure</i> .....	32
Gambar 4. 4 kurva IPR, VLP, dan <i>Turner velocity flag</i> (skenario I) .....	34
Gambar 4. 5 kurva IPR, VLP, dan <i>Turner velocity flag</i> (skenario II) .....	35
Gambar 4. 6 Kurva IPR, VLP, dan <i>turner velocity flag</i> (skenario III) .....	37
Gambar 4. 7 Kurva IPR, VLP, dan <i>Turner velocity flag</i> (skenario IV) .....	38
Gambar 4. 8 Kurva IPR, VLP, dan <i>Turner velocity flag</i> (skenario V) .....	40
Gambar 4. 9 Kurva Plot Seluruh <i>Case</i> .....	41
Gambar 4. 10 <i>Sensitivitas Well Head Pressure</i> .....	41

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Komponen-Komponen dan Fraksi Gas Alam.....	4
Tabel 3. 1 Schedule Penelitian .....	24
Tabel 4. 1 Data <i>Reservoir</i> Sumur TYS Lapangan JR .....	26
Tabel 4. 2 Komposisi Gas Sumur TYS Lapangan JR.....	26
Tabel 4. 3 Komposisi Air Sumur TYS Lapangan JR.....	27
Tabel 4. 4 Rate dan tekanan sumur TYS lapangan JR.....	30
Tabel 4. 5 Skenario <i>Well head pressure</i> I (20 Psig).....	33
Tabel 4. 6 Skenario <i>Well head pressure</i> II (40 Psig) .....	34
Tabel 4. 7 Skenario <i>Well head pressure</i> III (60 Psig).....	36
Tabel 4. 8 Skenario <i>Well head pressure</i> IV (80 Psig).....	37
Tabel 4. 9 Skenario <i>Well head pressure</i> V (100 Psig).....	39
Tabel 4. 10 Tabel Sensitivitas Pwh.....	42

## LAMPIRAN

Lampiran 1 : Pengoperasian <i>Software</i> Prosper .....	47
Lampiran 2 : Surat keabsahan data .....	51



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## SINGKATAN

IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
VLP	<i>Vertical Lift Performance</i>
T	<i>Temperature</i>
T <sub>c</sub>	<i>Critical Temperature</i>
TPR	<i>Tubing Performance Relationship</i>
P <sub>wf</sub>	<i>Pressure Well Flow</i>
P <sub>wh</sub>	<i>Well head pressure</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
WGR	<i>Water Gas Ratio</i>
ID	<i>Inside Diameter</i>
WHP	<i>Well Head Pressure</i>
P <sub>sig</sub>	<i>Pounds per square inch gauge</i>
MMSCFD	<i>Million standard cubic foot per day</i>



**ANALISIS SENSITIVITAS *WELL HEAD PRESSURE* PADA SUMUR GAS  
TYS LAPANGAN JR TERHADAP MASALAH *LIQUID LOADING*  
DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE PROSPER***

**TARA YOMENIA SARI  
153210124**

**ABSTRAK**

Sumur TYS lapangan JR merupakan sumur vertikal yang memproduksi gas. Sumur TYS adalah sumur baru yang dibor pada tahun 2018 dan memproduksi fluida multifasa yaitu gas dan air. Sumur ini ditutup hingga adanya penambahan kebutuhan gas dari konsumen. Pada tahun 2020 sumur dibuka dan dialirkan kembali, namun aliran tidak bertahan lama hingga diasumsikan terjadinya permasalahan *liquid loading* pada sumur. Permasalahan *Liquid loading* yang terjadi pada sumur berasal dari air yang ikut terproduksi bersama gas sehingga laju alir menurun dibawah nilai *critical velocity*. Salah satu cara yang dilakukan untuk meningkatkan laju alir produksi pada sumur tersebut maka dilakukan analisa sensitivitas *well head pressure*. Pada penelitian ini dilakukan analisa *well head pressure* pada tekanan 100 psia, 80 psia, 60 psia, 40psia dan 20 psia. Laju alir meningkat sesuai dengan berkurangnya *well head pressure* yaitu 0.50846 MMscfd menjadi 0.63545 MMscfd

**Kata kunci :** *Liquid loading*, metode turner, *well head pressure*, *PROSPER*.

**ANALYSIS OF WELL HEAD PRESSURE SENSITIVITY ON TYS GAS  
WELL JR FIELD TO LIQUID LOADING PROBLEMS BY USING PROSPER  
SOFTWARE**

**TARA YOMENIA SARI**  
**153210124**

**ABSTRACT**

*The TYS well in the JR field is a vertical well that produces gas. The TYS well is a new well that was drilled in 2018 and produces multiphase fluids, namely gas and water. This well is closed until there is additional gas demand from consumers. In 2020 the well was opened and flowed again, but the flow did not last long until it was assumed that there would be a liquid loading problem in the well. Liquid loading problems that occur in wells come from water which is also produced with gas so that the flow rate decreases below the critical velocity value. One way to increase the production flow rate in the well is to analyze the sensitivity of the well head pressure. In this study, well head pressure was analyzed at 100 psia, 80 psia, 60 psia, 40 psia and 20 psia. The flow rate increases according to the decrease in the well head pressure, which is 0.50846 MMscfd to 0.63545 MMscfd*

**Keywords:** *Liquid loading, turner method, well head pressure, PROSPER.*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

*Natural gas* memiliki peran penting bagi dunia industri baik sebagai sumber energi maupun bahan baku produksi. Penggunaan bahan bakar minyak mulai dialihkan pada penggunaan *natural gas*, karena ketersediaan minyak bumi di Indonesia semakin menurun seiring berjalannya waktu (Imamudin Wicaksana & Heru Mirmanto, 2012). Kebutuhan bahan bakar gas menunjukkan grafik yang progresif dari waktu ke waktu, namun fakta lapangan belum memperlihatkan korelasi positif dalam hal ketersediaan cadangan gas untuk waktu yang akan datang. Walau demikian lapangan tua tetap menjadi tumpuan jangka menengah untuk memenuhi kebutuhan konsumen (Andi Jumardi, 2008). Gas bumi merupakan salah satu energi yang dibutuhkan bagi setiap negara. Seiring berjalannya waktu dan perkembangan teknologi jumlah pemanfaatan gas setiap tahunnya akan berkembang dan semakin meningkat (Andriawan et al., 2020).

Lapangan JR merupakan lapangan milik perusahaan EMP yang bergerak di bidang eksplorasi dan eksploitasi gas bumi yang terdiri dari beberapa sumur, salah satunya adalah sumur TYS. Sumur TYS merupakan sumur yang memproduksi fluida multifasa yaitu terdiri dari gas dan air. Fluida multifasa merupakan fluida yang terdiri dari dua aliran zat atau lebih. Saat ini tantangan terbesar dalam pengembangan produksi gas adalah pengangkatan fluida terutama fluida multifasa (Pratiwi, 2016). Proses produksi memiliki peran penting untuk mengangkat fluida dari *reservoir* ke permukaan. Untuk mengoptimalkan hasil produksi dari *reservoir* menuju permukaan agar memberikan profit yang maksimal bukanlah hal yang mudah (Musnal, 2014).

Sumur TYS merupakan sumur baru, yang di bor pada tahun 2018 dan belum diproduksi. Pada tahun 2018 atau setelah sumur dibor telah dilakukan *welltesting*, hasil yang didapatkan baik dan sumur sudah siap untuk diproduksi, namun karena belum adanya konsumen sumur tersebut ditutup sementara. Pada tahun 2020 sumur tersebut dibuka dan dialirkan, namun aliran

gas tidak bertahan lama hingga aliran berhenti. Penurunan laju alir pada sumur TYS disebabkan oleh adanya *liquid hold up* yang terdapat di dalam tubing.

*Liquid hold up* merupakan akumulasi cairan yang terjadi di dasar lubang sumur dan juga *pipeline* (Rahadian & Prasetyo, 2006). Terakumulasinya cairan di dasar sumur dapat diketahui dari laju alir gas terhadap *critical velocity*. Apabila laju alir gas kecil dari *critical velocity*, ini dapat diindikasikan awal terjadinya *problem liquid loading*. Indikasi berikutnya adalah dengan ditandai penurunan tekanan di *casing*. Terakumulasinya cairan mengakibatkan adanya peningkatan gradient cairan yang dapat menimbulkan terjadinya *back pressure* ke formasi (Nugroho et al., 2018).

Hampir semua sumur gas menghasilkan sejumlah cairan. *Liquid loading* adalah ketidakmampuan gas untuk mengeluarkan cairan yang dihasilkan dari lubang sumur permukaan (Skopich et al., 2015). Sumber cairan ini adalah hidrokarbon atau air yang terkondensasi dari fasa gas (terutama karena kehilangan panas) dan cairan bebas yang ikut terproduksi bersama gas. Ketika tekanan dan kecepatan gas menurun seiring berjalannya waktu, banyak cairan mulai terkumpul di lubang sumur dan menyebabkan penurunan laju alir. Penurunan laju alir produksi sumur terus turun di bawah kecepatan kritis minimum, dimana cairan yang sebelumnya terbawa oleh gas mulai turun kembali. Cairan yang dihasilkan terakumulasi di dalam sumur menciptakan kolom statis cairan, oleh karena itu menciptakan *back pressure* dan mengurangi produksi hingga sumur berhenti berproduksi (Kalwar et al., 2017).

Maka dari itu untuk mengatasi permasalahan *liquid loading* dapat dilakukan dengan berbagai cara yaitu dengan melakukan analisa sensitivitas *well head pressure*, dengan menggunakan *well head compressor*, injeksi CO<sub>2</sub>, *tubing sizing*, *choke sizing* dan lain sebagainya. Namun pada penelitian ini akan dilakukan analisa sensitivitas *well head pressure* atau yang disingkat dengan PWH terhadap permasalahan *liquid loading* yang akan dilakukan dengan menggunakan bantuan *software* PROSPER.

## 1.2 Tujuan penelitian

1. Membuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *vertical lift performance* (VLP)
2. Mengidentifikasi terjadinya *problem liquid loading*
3. Melakukan analisa sensitivitas *well head pressure* (PWH)

## 1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang didapatkan dalam penelitian ini adalah:

1. Memberikan pemahaman mengenai analisa nodal, *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *vertical lift performance* (VLP)
2. Dapat menguji dan mengetahui pengaruh *well head pressure* dalam meningkatkan laju alir gas terutama pada permasalahan sumur *liquid loading* dengan menggunakan *software* PROSPER
3. Menjadikan publikasi ilmiah dalam bentuk jurnal atau *paper* yang berskala nasional maupun internasional, sehingga dapat menjadi referensi dalam penelitian selanjutnya.
4. Sebagai ilmu pengetahuan

## 1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dari penelitian ini adalah agar lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan utama yaitu mengenai analisa sensitivitas *well head pressure* pada sumur TYS lapangan JR pada sumur yang mengalami *liquid loading* dengan menggunakan perangkat lunak PROSPER.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah memberikan sumber daya alam yang luar biasa sehingga dapat dimanfaatkan oleh manusia. Hal tersebut juga erat kaitannya dengan ilmu pengetahuan dan teknologi yang telah berkembang pesat hingga detik ini dan juga memberikan banyak manfaat untuk manusia. Allah SWT telah menganjurkan manusia untuk senantiasa menuntut ilmu dan menganugerahkan kepada manusia akal dan pikiran untuk mencerna berbagai ilmu pengetahuan, sebagaimana dalam Firman Allah SWT dalam surah Al-Alaq ayat 3-5 berikut ini; “Bacalah.., dan Tuhanmulah Yang Mahamulia. Yang mengajarkan manusia dengan pena. Dia mengajarkan manusia apa yang tidak diketahuinya”.

### 2.1 Gas Alam

Gas alam (*natural gas*) adalah sub kategori minyak bumi yang merupakan campuran hidrokarbon yang kompleks yang terjadi secara alami, dengan sejumlah kecil senyawa anorganik. Tabel 2.1 menunjukkan komposisi gas alam yang khas, hal ini menunjukkan bahwa metana merupakan komponen utama dari campuran gas. Senyawa anorganik nitrogen, karbondioksida, hidrogen sulfida tidak diinginkan karena tidak mudah terbakar dan menyebabkan korosi dan masalah lainnya (Ghalambor, 2005).

Tabel 2. 1 Komponen-Komponen dan Fraksi Gas Alam

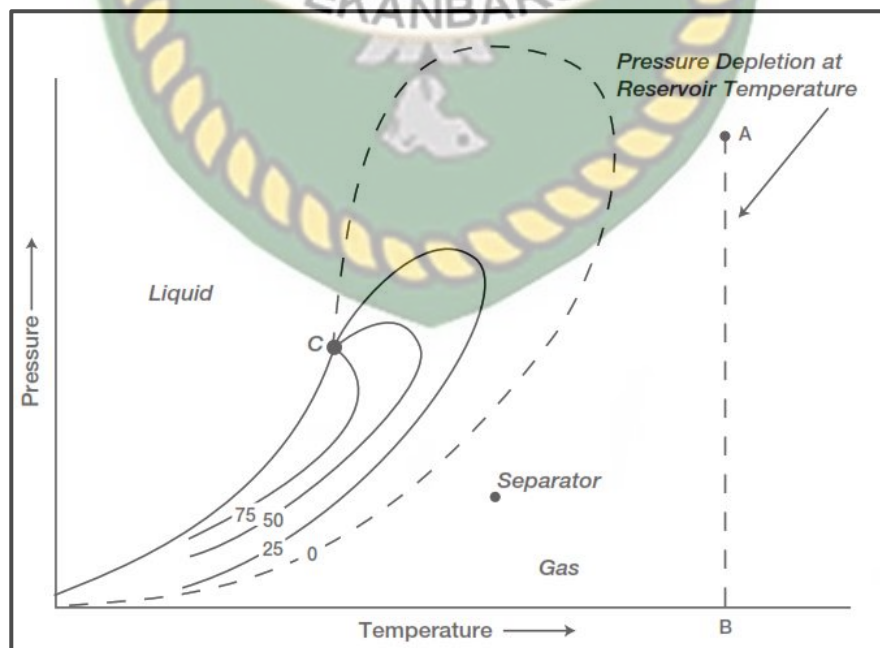
Komponen	Fraksi Mol
Metana	0.8407
Etana	0.0586
Propana	0.0220
i-Butana	0.0035
n-Butana	0.0058
i-Pentana	0.0027
n-Pentana	0.0025

Hexana	0.0028
Heptana dan Heavier	0.0076
karbondioksida	0.0130
Hidrogen Sulfida	0.0063
Nitrogen	0.0345
<b>Total</b>	<b>1000</b>

Secara umum, berdasarkan diagram fasa dan kondisi *reservoir*, *natural gas* dibagi menjadi empat kategori, yaitu :

1. *Reservoir Dry Gas*

Campuran hidrokarbon ini berbentuk gas baik di *reservoir* maupun di fasilitas permukaan. Satu-satunya *liquid* yang terasosiasi dengan *dry gas* adalah air. Diagram fasa *dry gas* ditunjukkan pada Gambar 2. Di mana gas ini memiliki *gas-oil ratio* lebih besar dari 100.000 SCF/STB. Energi kinetis dari campuran ini sangat tinggi dan gaya tarik antar molekul sangat kecil hingga tidak ada *liquid* bergabung pada kondisi temperatur dan tekanan *stock-tank* (Ahmed, 2006).



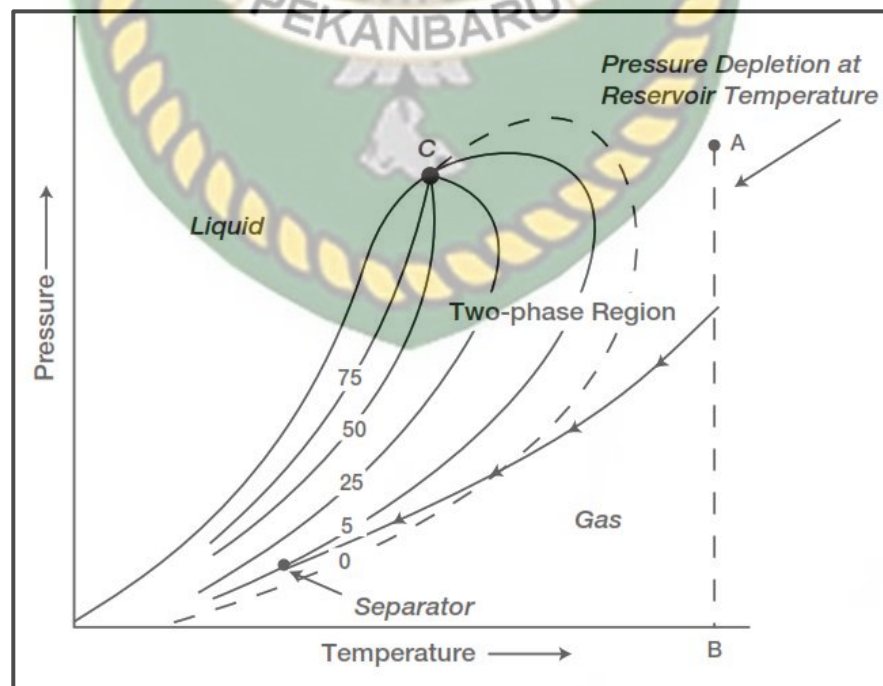
Gambar 2. 1 Diagram Fasa *Reservoir Dry Gas*

## 2. Reservoir Wet Gas

Diagram fasa pada *wet gas* ditunjukkan pada Gambar 2.2, dimana temperatur *reservoir* berada di atas cricondentherm dari campuran hidrokarbon. Karena temperatur *reservoir* melebihi cricondentherm dari sistem hidrokarbon, fluida *reservoir* akan tetap berada pada wilayah fasa uap seiring dengan *reservoir* terdepleksi secara isothermal, sepanjang garis A-B.

Seiring dengan mengalirnya gas ke permukaan, tekanan dan temperatur gas akan menurun. Jika gas masuk ke wilayah *two-phase*, fasa *liquid* akan terkondensasi dari gas dan ikut diproduksi. Hal ini diakibatkan oleh energi kinetis dari berat molekul dengan penurunan temperatur dan selanjutnya berubah menjadi *liquid* melalui gaya tarik antar molekul. *Wet gas* dicirikan oleh sifat-sifat berikut :

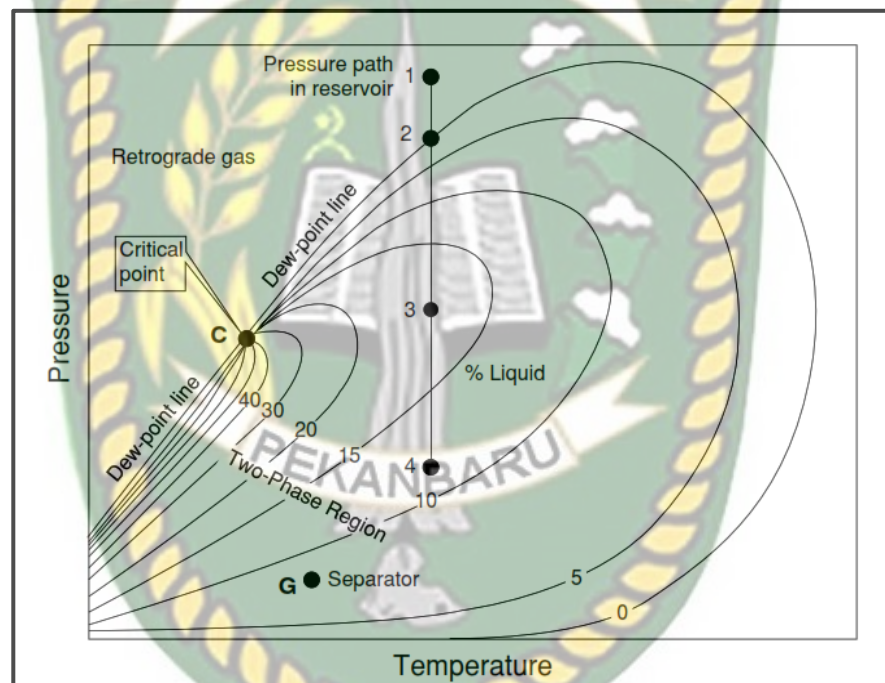
- Gas oil ratio* berada di 60.000 hingga 100.000 SCF/STB
- Grafitasi *Stock-tank oil* di atas 60° API
- Berwarna bening
- Pada kondisi separator, tekanan dan temperatur berada pada wilayah dua fasa (Ahmed, 2006)



Gambar 2. 2 Diagram Fasa Reservoir Wet Gas

### 3. *Reservoir Retrograde Gas-Condensate*

Jika temperatur *reservoir* ( $T$ ) berada di antara temperatur kritis ( $T_c$ ) dan cricondenterm  $T_{ct}$  dari fluida *reservoir*, maka dapat diklasifikasikan menjadi *reservoir retrograde gas-condensate*. Kategori *reservoir* gas ini merupakan tipe akumulasi hidrokarbon yang unik dimana kelakuan termodinamika dari fluida *reservoir* mengendalikan faktor pada pengembangan dan proses depleksi dari *reservoir*. Saat tekanan menurun pada jenis ini, dibandikan berekspansi (jika gas) atau menguap (jika *liquid*) seperti yang diharapkan, jenis ini menguap ketimbang terkondesasi (Ahmed, 2006).

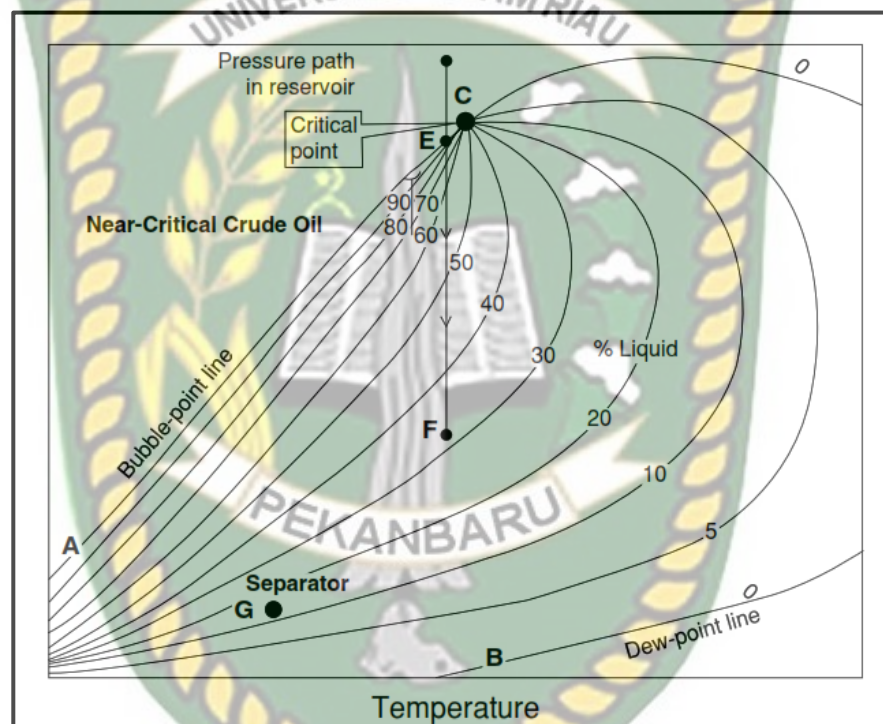


Gambar 2. 3 Diagram Fasa *Reservoir Retrograde Gas-Condensate*

Karakteristik fisik *Reservoir Retrograde Gas-Condensate* adalah :

- Gas-oil ratio* di antara 8000 dan 70.000 SCF/STB. Umumnya, *gas oil ratio* untuk sistem kondensat meningkat seiring berjalanya waktu dikarenakan adanya *liquid drop-out* dan hilangnya komponen berat pada *liquid*
  - Gravity* kondensat di atas 50° API
  - Liquid* pada kondisi *stock- tank* berwarna bening atau sedikit berwarna.
4. *Reservoir Near-Critical Gas Condensate*

Jika temperatur *reservoir* mendekati temperatur kritis seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.4, hidrokarbon tersebut diklasifikasikan sebagai *Near-Critical Gas Condensate*. Kelakuan *volumetric* dari kategori gas alam ini dideskripsikan melalui penurunan tekanan isothermal sesuai dengan gambar. Ini dapat dilihat dari *quality line* melewati secara cepat seiring dengan penurunan tekanan pada kondisi isothermal. Pada titik dimana *liquid* berhenti naik hingga menyusut kembali, *reservoir* berubah dari wilayah retrograde ke wilayah pengupuan normal (Ahmed, 2006).



Gambar 2. 4 Diagram Fasa *Reservoir Near-Critical Gas Condensate*

## 2.2 *Problem Liquid loading* Pada Sumur Gas

*Liquid loading* di sumur gas adalah fenomena paling umum yang hampir semua sumur gas akan mengalaminya. *Liquid loading* paling umum terjadi di *reservoir* gas basah tetapi juga bisa terjadi di *reservoir* gas kering (Harcourt, 2013).

*Liquid loading* adalah suatu kondisi dimana terakumulasinya sejumlah *liquid* di dasar sumur akibat terjadinya penurunan kemampuan gas untuk mengangkat cairan. Karena densitas air lebih besar dari densitas gas, maka air

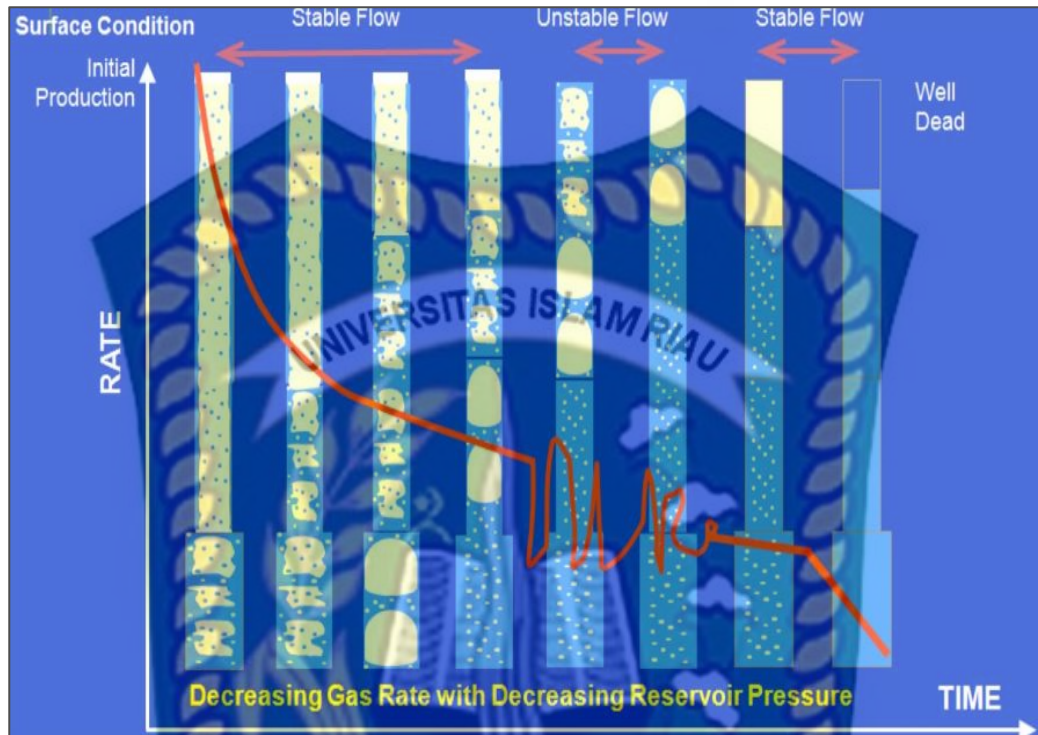
yang terproduksi memiliki kemungkinan jatuh selama mengalir dalam lubang sumur (Febri et al., 2017). Secara teoritis setiap sumur akan mengalami fenomena melemahnya produksi seiring berjalannya waktu atau pada tahap akhir masa produksinya (Liu et al., 2017). Sumur apabila diproduksi secara terus-menerus maka lama-kelamaan akan mengakibatkan penurunan pada tekanan *reservoir* (Dewi & Mandala, 2017). Ketika tekanan *reservoir* mengalami penurunan dari waktu ke waktu, laju alir gas akan menurun dan kecepatannya tidak mampu mengangkat cairan ke permukaan sehingga menumpuk di dasar sumur dan menciptakan kolom cairan yang memberikan *back pressure* (Liu et al., 2017). Kolom cairan ini dapat menyebabkan penurunan laju alir yang parah hingga bisa membuat sumur tersebut tidak mengalir lagi (Nugroho et al., 2018).

*Liquid loading* merupakan permasalahan paling umum yang terjadi pada sumur gas yang dapat menyebabkan penurunan produksi dari sumur sehingga sumur pada akhirnya sumur akan mati. Jika cairan tidak dikeluarkan secara terus menerus maka produksi dari sumur akan berkurang dari potensi sumur (Sankar & Arul, 2019). Hampir setiap sumur gas menghasilkan cairan, cairan dapat berupa air bebas, air kondensat dan lainnya. Cairan yang dihasilkan bersamaan dengan gas memiliki berbagai sumber tergantung pada jenis dan kondisi *reservoir* tersebut, yaitu:

1. *Water coning loading*
2. Zona Air
3. *Condensed water*
4. *Condensed hydrocarbon*
5. Air terproduksi dari zona lain
6. *Free formation water* (Y. D. Nallaparaju, 2012)

Hampir semua sumur gas menghasilkan sejumlah cairan, sumber cairan ini adalah hidrokarbon atau air yang terkondensasi dari fasa gas (terutama karena kehilangan panas) dan cairan yang terdapat pada sumur yang ikut terproduksi bersama gas. Untuk mengangkat cairan, laju alir gas harus melebihi laju alir minimum, yang dikenal dengan laju alir kristis. Gambar 2.5 menunjukkan peningkatan cairan pada sumur gas yang mengalami penurunan tekanan yang disebabkan oleh cairan. *Liquid loading* menyebabkan tekanan hidrostatik yang

lebih tinggi dari interval produksi yang pada akhirnya menyebabkan aliran gas berhenti dan menjebak cadangan hidrokarbon (Kalwar et al., 2017).



Gambar 2. 5 Penurunan Laju Alir Gas Dengan Penurunan Tekanan *Reservoir*

Survei tekanan, penurunan tajam dalam penurunan produksi, dan prediksi dengan metode analisis, prediksi yang akurat dari masalah sangat penting dalam mengambil tindakan tepat waktu untuk memecahkan masalah. Terdapat beberapa metode dalam menganalisa permasalahan *liquid loading*. Beberapa metode tersebut adalah metode turner, metode hubbard, metode dukler, metode guo, metode, ghalambor, metode xu, dll (Ghalambor, 2005). Metode yang paling umum digunakan dalam mengatasi *problem liquid loading* adalah metode turner dan metode coleman

Untuk mengetahui sumur tersebut mengalami *problem liquid loading* terdapat beberapa cara yaitu pertama mengidentifikasi kemungkinan sumber air yang terdapat didalam sumur gas, seperti *reservoir* gas yang dekat dengan zona akuifer, *free water* yang terdapat didalam pori formasi, dan terjadinya kondensasi air ketika mengalir ke permukaan (Tugan, 2020). Untuk menentukan apakah sumur mengalami *liquid loading* juga dapat dilakukan dengan cara

mengidentifikasi kondisi sumur, mengidentifikasi cadangan gas dan total produksi yang diperoleh serta melakukan analisis *critical velocity* pada sumur.

### 2.3 Metode Turner

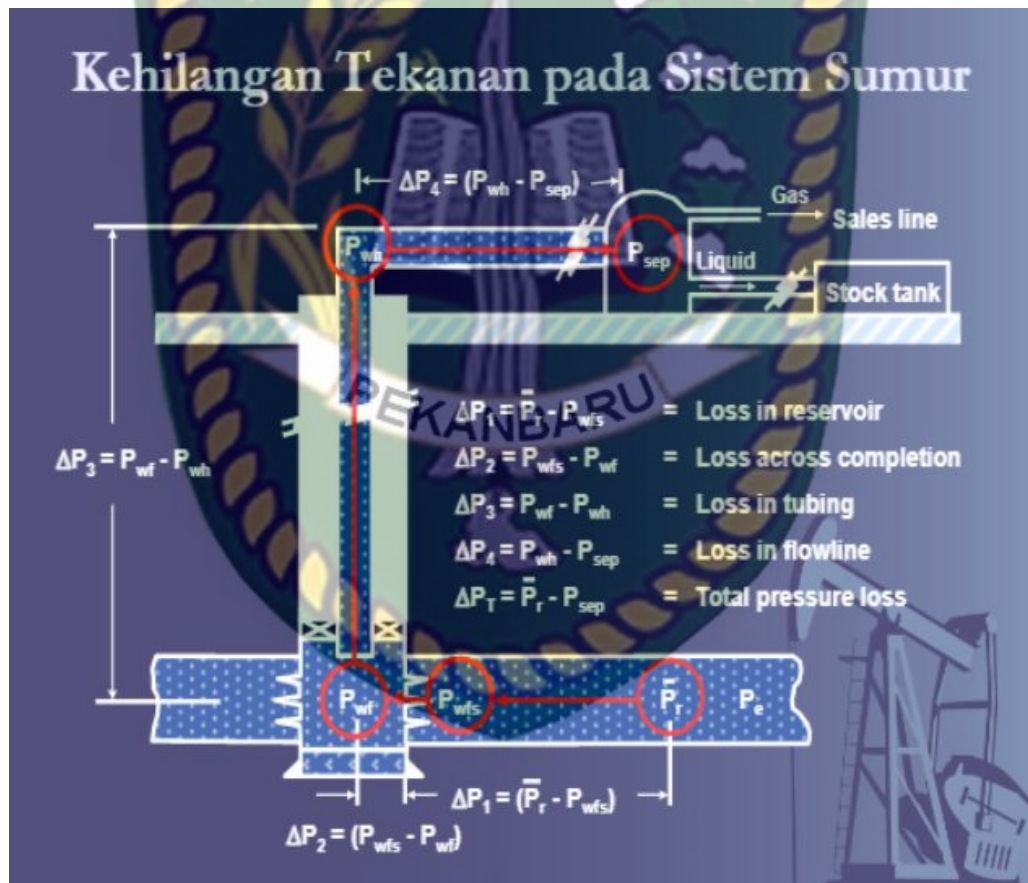
Turner et al, mengusulkan dua model fisik untuk memprediksikan kapan sumur gas akan mengalami *liquid loading*. Pertama yaitu berdasarkan pergerakan film cairan di sepanjang dinding pipa dan yang lainnya berdasarkan *entrainment* tetesan cairan dalam gas berkecepatan tinggi. Menggunakan teoritis dan mekanika fluida *drop break up*, mereka menghitung kecepatan gas minimum yang diperlukan fluida untuk mengalir. Ketika laju aliran berada di atas kecepatan kritis maka cairan diperkirakan terbawa bersamaan dengan gas yang terproduksi dan tidak terakumulasi dalam sumur. Sebaliknya jika laju aliran dibawah kecepatan kritis, maka cairan akan terakumulasi di dalam sumur (Sumaryanto et al., 2010).

Model turner memberikan paling banyak nilai kecepatan kritis yang konservatif dibandingkan metode lainnya. Model turner paling banyak digunakan dan diterima di industri migas dan terlebih lagi semua teori didasarkan pada model turner. Karena itu juga memasukkan faktor keamanan ke dalamnya, mengingat teori ini akan meramalkan masalah *liquid loading* efektif. Peneliti menggunakan model turner untuk memprediksi permasalahan *liquid loading* dengan perpotongan kurva turner dengan IPR dan VLP. Memprediksi waktu dan kondisi dimana *liquid loading* dimulai dan membantu dalam mengambil tindakan awal (Y. Nallaparaju, 2012).

### 2.4 Nodal Analisis

Untuk mengetahui kinerja dari suatu sumur dan sebelum dilakukan optimasi pada suatu sumur maka perlu dilakukan analisa nodal (Denny & Raharjo, 2017). Analisa nodal merupakan suatu teknik yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* (IPR) dengan *tubing intake* (TPR) atau juga yang disebut dengan *vertical lift performance* (VLP) , yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi (Hermadi, 2013).

Analisis nodal membagi sistem menjadi dua subsistem pada lokasi tertentu yang disebut titik nodal. Salah satu subsistem ini mempertimbangkan aliran masuk dari *reservoir* ke titik nodal terpilih atau disebut dengan *inflow performance relationship* (IPR), IPR menunjukkan hubungan antara *pressure well flow* ( $P_{wf}$ ) dengan laju alir produksi gas. Sedangkan subsistem lain mempertimbangkan aliran keluar dari titik nodal ke permukaan atau disebut juga dengan *vertical lift performance* (VLP). Setiap subsistem memberikan kurva yang berbeda yang diplot pada grafik dengan tekanan yang sama. Kurva-kurva ini disebut kurva arus masuk dan kurva arus keluar. Titik di mana kedua kurva ini berpotongan menunjukkan titik operasi atau laju alir optimal. (Arnold, 2000)



**Gambar 2. 6 Titik Nodal**

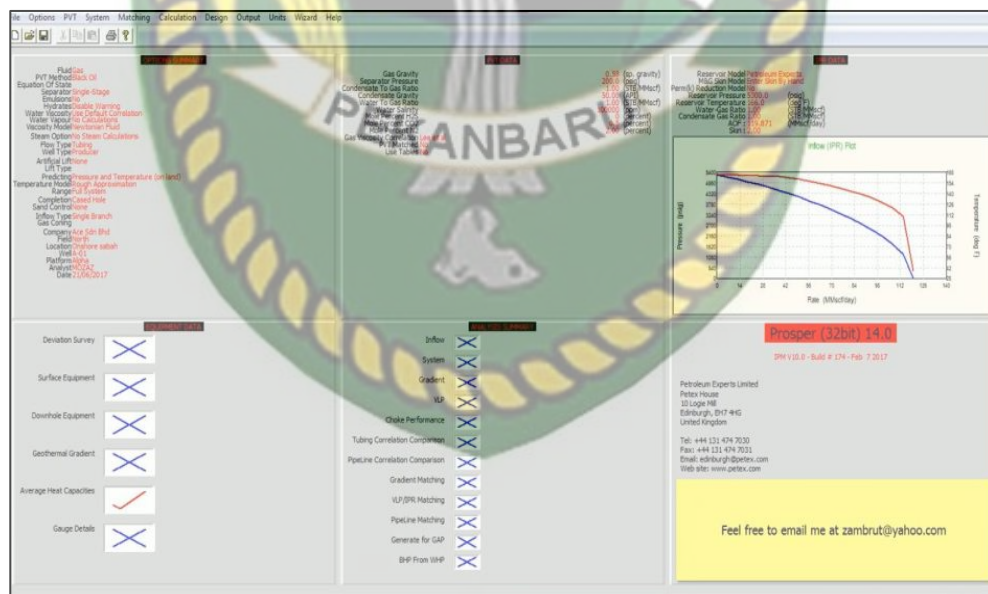
Secara garis besar nodal analisis dapat digunakan untuk :

1. Estimasi potensi produksi sumur dan aliran terbuka absolut (AOF)
2. Penentuan ukuran tubing
3. Pemilihan tekanan kepala sumur

4. Operasi, desain angkat buatan.
5. Pemilihan ukuran ESP
6. Studi sensitivitas

## 2.5 Aplikasi Software PROSPER (Production System Performance)

Aplikasi *software PROSPER* merupakan teknologi dari perusahaan *experts* yang menggunakan prinsip-prinsip nodal dalam mempersentasikan mekanisme aliran *reservoir* sampai ke permukaan atau kepala sumur. *software PROSPER* adalah solusi bisnis minyak dan gas yang memungkinkan mengelola model untuk aliran keluar, aliran masuk, *thermal*, dan lainnya. Aplikasi *software PROSPER* pada penelitian ini digunakan untuk menganalisis kinerja sumur minyak dan gas bumi menggunakan analisis nodal, sehingga perhitungan sensitivitas dapat memudahkan desain sumur untuk dioptimasi. Beberapa menu secara garis besar yang terdapat pada aplikasi *software PROSPER* ini yaitu model kompleksi sumur, PVT, VLP, IPR, *artificial lift model* (Nugroho et al., 2018).



Gambar 2. 7 Tampilan Software PROSPER

## 2.6 State Of The Art

*Wellhead compressor* telah banyak dilakukan dalam mengatasi masalah *liquid loading* dan dipercaya mampu dalam meningkatkan laju alir gas. Untuk

mengetahui kemampuan dari metode ini dapat dilakukan analisis sensitivitas pada tekanan *wellhead* (Pwh). Simulasi penggunaan *wellhead compressor* telah dilakukan pada tahun 2018 terhadap sumur gas oleh (Nugroho et al., 2018) dimana permasalahan *liquid loading* berasal dari kondensasi air dan *free formation water*. Sumur gas tersebut memiliki *rate* gas harian sebesar 0,02 MMscfd dan nilai laju alir *loading* berdasarkan metode coleman yaitu 0,276 MMscfd. Dari hasil tersebut, *rate* gas berada dibawah nilai laju alir *loading* dan dapat disimpulkan bahwa telah terjadi *liquid loading* pada sumur tersebut. Penanggulangan yang dilakukan yaitu menggunakan *wellhead compressor* dengan bantuan *software PROSPER* untuk kalkulasi nodal sumur dengan sensitivitas nilai Pwh asumsi yaitu 10 psig; 15 psig; 20 psig; 25 psig; 30 psig; 35 psig; 40 psig; 45 psig; dan 50 psig. Pada penelitian tersebut disimpulkan bahwa laju alir meningkat pada saat P *reservoir* aktual 133 psig dengan tekanan pwh 10 psig yang menghasilkan nilai laju alir gas sebesar 0,213 MMSCFD dan *critical velocity loading* sebesar 0,205 MMSCFD. Oleh karena itu, *wellhead compressor* dipercaya mampu meningkatkan laju alir gas dan berhasil mengatasi masalah *liquid loading*.

Terdapat cara lainnya yang dapat dilakukan dalam mengatasi *liquid loading* pada sumur gas antara lain dengan metode injeksi kimia seperti surfaktan dan metode *tubing sizing* seperti mengecilkan ukuran tubing. Dalam metode injeksi kimia seperti surfaktan, prinsipnya yaitu dengan menginjeksikan surfaktan agar terbentuk *foam* dan menurunkan tegangan antar muka sehingga *liquid* dapat terangkat kepermukaan dan laju produksi meningkat (Kalwar et al., 2017). Kemudian pada metode *tubing sizing*, penanganan *liquid loading* dapat dilakukan dengan cara mengecilkan ukuran tubing. Metode ini baik digunakan untuk sumur gas yang mempunyai volume *liquid* yang kecil seiring dengan penurunan tekanan *reservoir*. *Foaming agent* merupakan metoda yang dapat digunakan pada *problem liquid loading* oleh (Wu et al., 2020) yang juga mempunyai biaya yang murah dan efektif dalam mengatasi *liquid loading*. Bisa dapat menurunkan densitas dan tegangan antar muka kolom fluida di dalam lubang sumur, yang menurunkan kecepatan gas kritis yang diperlukan untuk mengangkat cairan.

Namun dengan menggunakan *wellhead compressor* dinilai merupakan cara yang mudah dan tepat dilakukan untuk sumur baru. Selain itu menggunakan *wellhead compressor* dapat meminimalisir biaya operasi yang dikeluarkan dan berfungsi sebagai *safety control device* untuk menjamin keamanan pada saat dilakukan penanggulangan *liquid loading*.

Penelitian lainnya juga dilakukan oleh (Sumaryanto et al., 2010). Pada penelitian ini, teknologi *wellhead compressor* diaplikasikan untuk mengoptimalkan produktifitas sumur dan meningkatkan *recovery* pada sumur gas. Pada penelitian ini digunakan perhitungan turner untuk menghitung *minimum gas velocity*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *wellhead compressor* juga berhasil dalam meningkatkan produktifitas sumur, dan meningkatkan perolehan cadangan melalui perpanjangan umur sumur yang dinilai mampu berproduksi dengan baik.



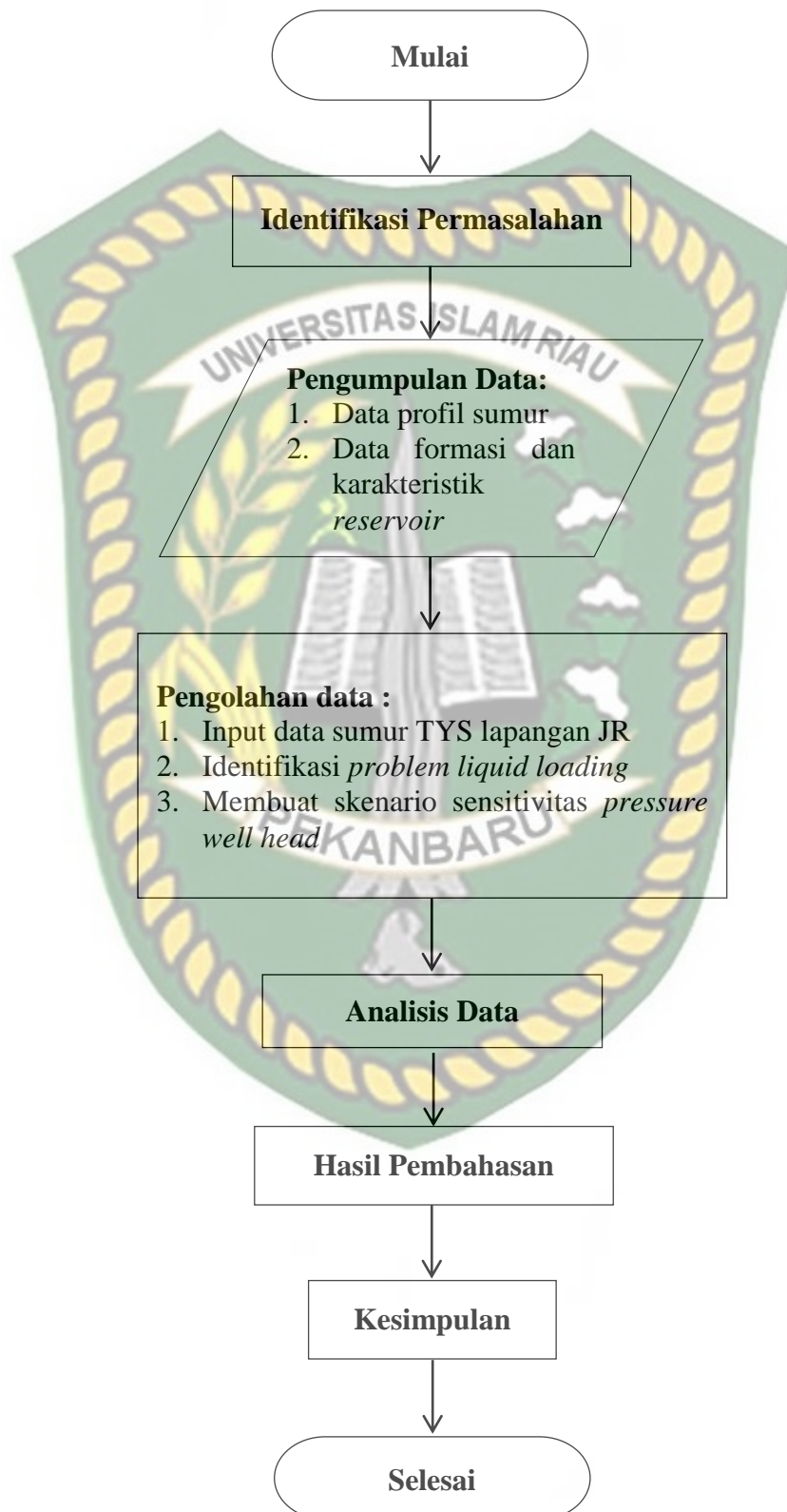
## BAB III METODELOGI PENELITIAN

### 3.1 Metode Penelitian

Pada penelitian ini akan dilakukan analisis *liquid loading* pada sumur TYS lapangan JR dengan menggunakan metode turner. Serta melakukan analisa sensitivitas *well head pressure* dengan menggunakan perangkat lunak *PROSPER*. Berikut tahapan yang akan dilakukan pada penelitian ini:

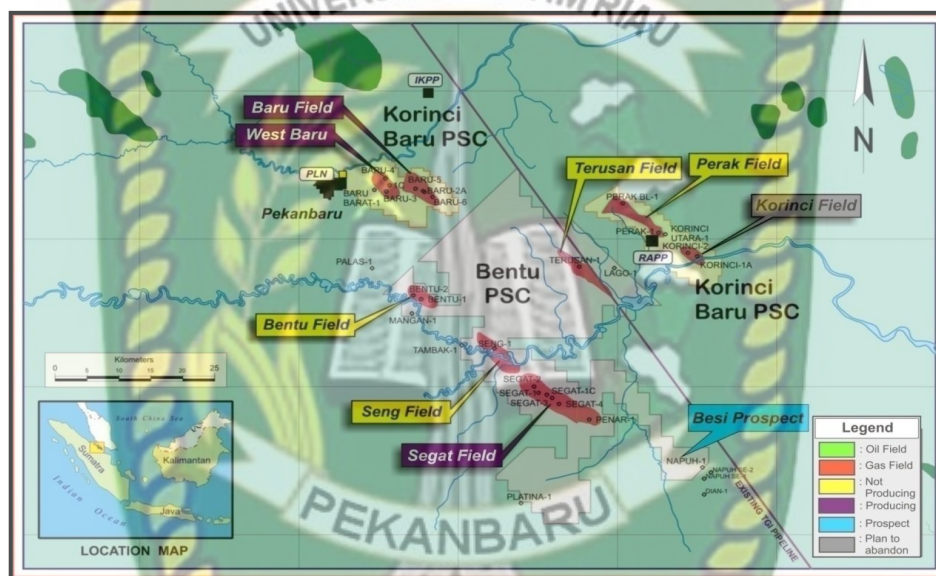
1. Pengumpulan data sumur TYS:
  - a. Data *reservoir* : tekanan *reservoir*, temperatur *reservoir*, ketebalan *reservoir*, permeabilitas, porositas *reservoir*, luas *reservoir*.
  - b. Data fluida : *Water cut*, sifat fisik fluida, komposisi fluida.
  - c. Data sumur : kedalaman, interval perforasi. ID *tubing*, *completion*
  - d. Data produksi : laju produksi, PI, Pwf, Pwh, WGR.
2. Identifikasi *liquid loading* dengan *critical velocity* menggunakan metode turner untuk mengetahui apabila sumur TYS lapangan JR mengalami permasalahan *liquid loading*.
3. Membuat model sumur TYS lapangan JR dengan menggunakan bantuan perangkat lunak *PROSPER*.
4. Membuat skenario sensitivitas beberapa pwh dengan menggunakan bantuan perangkat lunak *PROSPER*.
5. Evaluasi laju produksi dengan beberapa pwh asumsi terhadap *critical velocity*.

## 3.2 Diagram Alir



### 3.3 EMP Bentu Limited

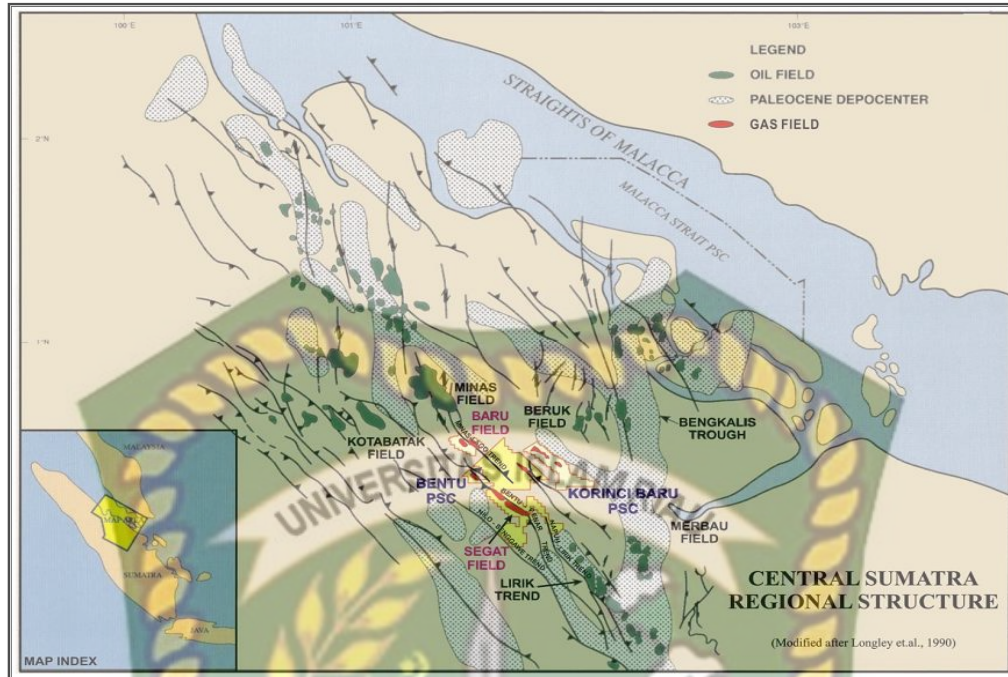
EMP Bentu Limited dan EMP Korinci Baru Limited merupakan anak perusahaan PT. Energi Mega Persada (PT. EMP) yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi di wilayah kerja Blok Bentu dan Blok Korinci Baru di daratan Provinsi Riau. Saat ini Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) untuk Blok Bentu seluas 1,042.6 km<sup>2</sup> dan Blok Korinci Baru seluas 252.2 km<sup>2</sup>. Lapangan JR terletak di desa langgam kabupaten pelalawan profinsi riau Sumatra.



Gambar 3. 1. Peta Blok Bentu dan Blok Korinci Baru

### 3.4 Kondisi Geologi Reservoir

Geologi lapangan JR dapat dilihat secara teliti dengan mengetahui struktur geologi lapangan dan stratigrafi lapangannya. Struktur geologi lapangan JR Area Bentu PSC merupakan wilayah yang secara geologis terletak di sumatera tengah (*central sumatera basin*). Blok ini menempati lebih kurang 30 km barat laut dari Pegunungan Barisan. Struktur pada Cekungan Sumatra Tengah terbentuk dari beberapa fase yang berbeda, mulai dari kurun Mesozoikum sampai akhir zaman Tersier. Pada kurun Mesozoikum Tengah terjadi deformasi yang menyebabkan batuan Paleozoikum termetamorfosakan, terpatahkan, terlipatkan dan disertai intrusi granit. Pada Kapur Akhir hingga Tersier Awal terbentuk struktur akibat gaya tarik dan menghasilkan graben – graben berarah relatif ke utara – selatan.



**Gambar 3. 2** Struktur Geologi Regional Sumatera Tengah

Cekungan Sumatra Tengah terbentuk oleh terjadinya proses-proses tektonik. Oleh karena itu episode tektonik dalam pembentukan Cekungan Sumatra Tengah menjadi faktor pengontrol utama pengendapan di daerah ini. Perkembangan struktur di Cekungan Sumatra Tengah terlihat dengan membagi sesar dan lipatan yang ada menjadi 4 (empat) episode pembentukan, yaitu:

a. Episode F0 (Pra-Tersier)

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Sumatra Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudera yang berbentuk mozaik. Orientasi struktur pada batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen tersier yang terletak di atasnya dan kemudian mengontrol arah tarikan dan pengaktifan ulang yang terjadi setelah itu. Pola struktur tersebut disebut sebagai elemen struktur F0.

b. Episode F1 (26 Ma – 50 Ma)

Episode F1 terjadi pada kala Eosen – Oligosen yang disebut juga *rift phase*. Pada episode ini terjadi deformasi akibat dari *rifting* dengan arah strike timur laut, diikuti oleh reaktifisasi struktur – struktur tua. Akibat terjadi tumbukan Lempeng Samudera Hindia terhadap Lempeng Benua Asia pada 45 Ma, maka terbentuklah suatu sistem rekahan transtensional yang

memanjang ke arah selatan Cina bagian selatan ke Thailand dan Malaysia hingga Sumatra dan Kalimantan Selatan. Perekahan inilah yang membentuk serangkaian *horst* dan *graben* di Cekungan Sumatra Tengah. *Horst* dan *graben* ini kemudian menjadi danau tempat diendapkannya sedimen Kelompok Pematang. Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan daratan peneplain.

c. Episode F2 (13 Ma – 26 Ma)

Episode F2 terjadi pada kala Miosen Awal – Miosen Tengah. Pada kala Miosen Awal terjadi fase amblesan (*sag phase*), diikuti oleh pembentukan *dextral wrench fault* secara regional dan pembentukan zona rekahan transtensional. Pada struktur tua yang berarah utara–selatan terjadi pelepasan energi, sehingga terbentuk sesar listrik, sesar normal, *graben*, dan *half graben*. Struktur yang terbentuk berarah relatif barat laut–tenggara. Pada episode F2 ini, Cekungan Sumatra Tengah mengalami transtresi dan sedimen–sedimen dari Kelompok Sihapas diendapkan.

d. Episode F3 (13 Ma – Recent)

Episode F3 terjadi pada kala Miosen Tengah – Resen disebut juga Barisan *Compressional Phase*. Pada episode ini terjadi pembalikan struktur akibat gaya kompresi yang menghasilkan *reverse* dan *thrust fault* di sepanjang jalur *wrench fault* yang terbentuk sebelumnya. Proses kompresi ini terjadi bersamaan dengan pembentukan *dextral wrench fault* di sepanjang Bukit Barisan. Struktur – struktur yang terbentuk umumnya berarah barat laut–tenggara. Pada Episode F3 ini pula Cekungan Sumatra Tengah mengalami regresi dan sedimen–sedimen Formasi Petani diendapkan, diikuti pengendapan sedimen–sedimen Formasi Minas secara tidak selaras.

### 3.5 Statigrafi Lapangan JR

Lapangan JR ini terdiri dari 2 formasi gas produktif, yaitu: formasi Binio dan formasi Tualang. Dibawah ini merupakan kelompok formasi yang memiliki umur pengendapan dari yang paling tua sampai yang paling muda adalah sebagai berikut:

1. Formasi Lakat

Formasi ini tersusun atas batu pasir kuarsa yang relatif bersih dan lapisan serpih tipis yang terendapkan pada lingkungan neritik dalam sampai garis pantai. Ketebalan formasi ini bervariasi mencapai 336 meter.

2. Formasi Tualang

Formasi ini terendapkan di atas formasi lakat ini umumnya memiliki ketebalan 61-122 meter pada bagian selatan cekungan. Formasi ini terdiri dari serpih karbonat yang berselingan dengan batu lanau glaukonitan dan batu pasir yang tipis. Bagian atas dari formasi ini juga menunjukkan reflektor seismik yang baik dan menunjukkan adanya batas sekuen yang mendefinisikan bagian atas dari *basal wedge* pada siklus pengendapan sedimen di cekungan sumatera tengah. Formasi ini sering kali diinterpretasikan sebagai satuan ekuivalen waktu litologi dengan batu gamping basal Formasi Telisa.

3. Formasi Telisa

Formasi telisa merupakan formasi yang penyebaran paling luas dari semua tersier lainnya dan terendapkan pada masa transtresi laut maksimum pada cekungan. Litologi yang menjadi ciri khas formasi ini yaitu serpih laut berfosil yang mengandung lapisan kecil batu gamping glaukonitan. Formasi ini terendapkan di atas Formasi Tualang dan sebagian ujung cekungannya terendapkan langsung di atas batuan pra tersier. Di atas formasi ini terendapkan Formasi Binio. Terjadi sedikit jeda pada pengendapan bagian paling atas dari Formasi Telisa yang di tunjukkan oleh adanya ketidakselarasan antara formasi telisa dan formasi binio pada beberapa sumur di pinggiran cekungan tetapi tidak terlihat dengan jelas pada sumur yang jauh dari pinggiran cekungan maupun dari penampang seismik. Hal ini mungkin berkaitan dengan aktivitas tektonik yang terjadi selama miosen. Ketebalan formasi ini sangat bervariasi dalam cekungan, tetapi umumnya mencapai ketebalan 1800 sampai 2700 meter pada daerah depresi.

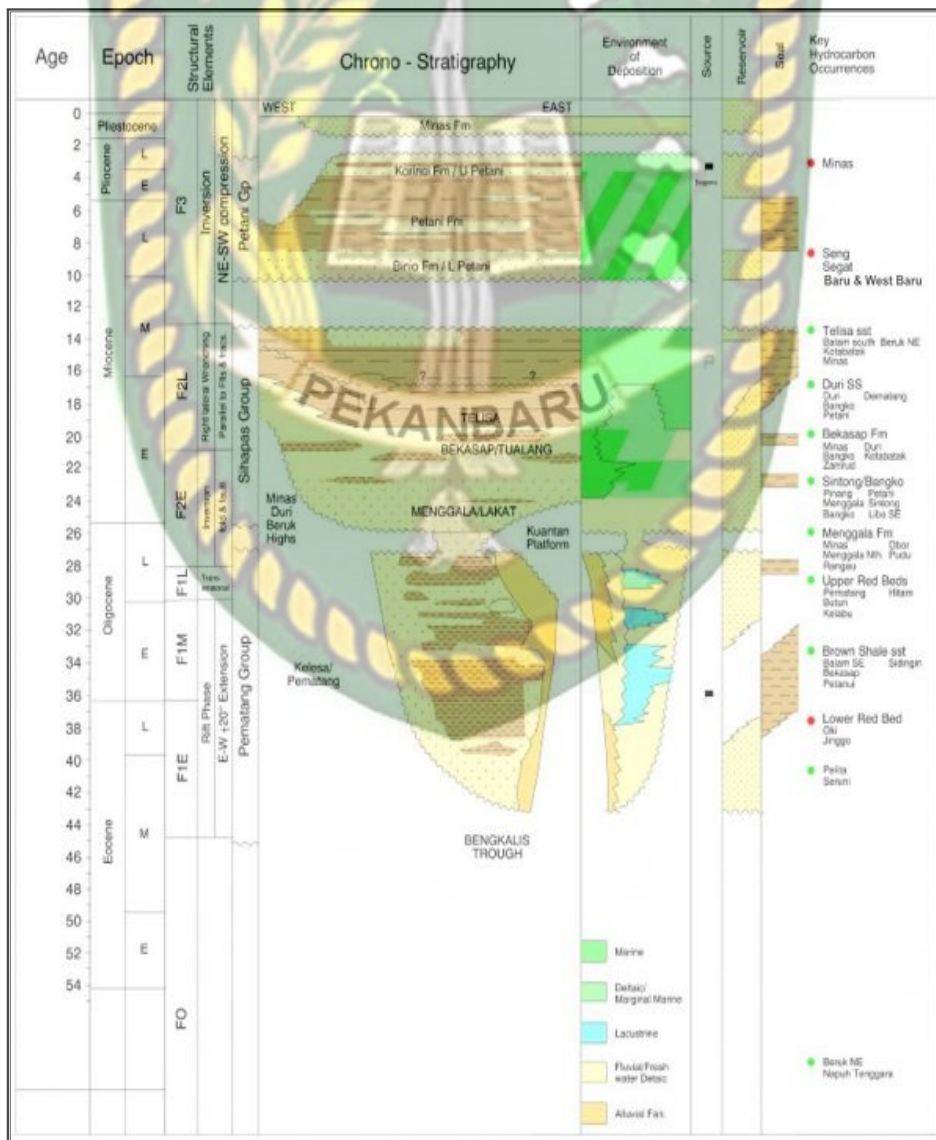
4. Formasi Binio

Litologi dari formasi ini tersusun dengan batu pasir glaukonitan dan batu gamping dengan lingkungan pengendapan neritik yang semakin keatas

bergradasi menjadi lingkungan laut. Bagian bawah dari formasi dan kontakannya dengan formasi korinci merupakan kontak litologi berdasarkan reflektor seismik yang kuat dan dapat dipetakan pada daerah yang luas. Formasi ini memiliki ketebalan yang sangat variasi dan relatif terhadap posisinya dalam cekungan dan memiliki tebal rata – rata 1000–1500 meter.

5. Formasi Korinci

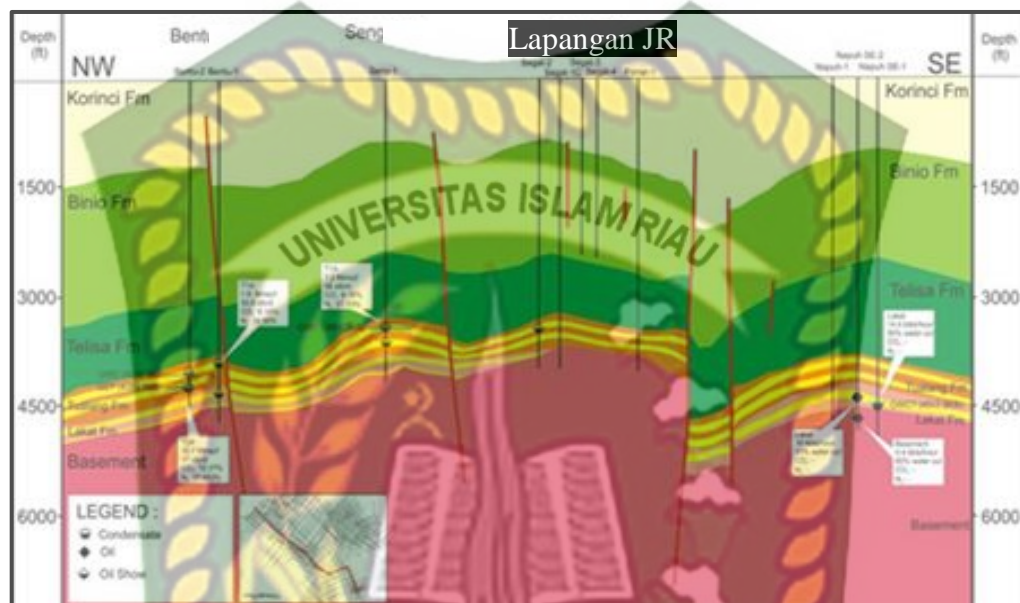
Bagian bawah formasi ini terendapkan pada laut dangkal. Pendefinisian korinci sebagai suatu formasi didasarkan atas kriteria litologi. Kontak formasi ini dengan formasi binio dipilih pada korelasi log dan batuan dan dengan batubara umumnya reflektor seismik yang baik.



Gambar 3. 3 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah

### 3.6 Karakteristik Reservoir Lapangan JR

Jenis batuan *reservoir* pada lapangan ini adalah *sandstone* yang terdapat pada Formasi Binio dan Tualang. Kondisi *reservoir* pada lapangan JR terdapat adanya patahan yang dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 3.4 Kondisi *Reservoir* Lapangan JR

Fluida *reservoir* Lapangan JR Lapisan Binio dan Tualang merupakan gas yang tergolong gas *Methane*. Formasi Binio merupakan target utama yang terbukti mengandung gas biogenik yang memiliki atom  $C_1$  dengan rumus kimia  $CH_4$ .

### 3.7 Data Yang Dibutuhkan

1. Data *Reservoir*
  - a) Tekanan *reservoir*
  - b) Temperatur *reservoir*
  - c) Ketebalan *reservoir*
  - d) Premeabilitas
2. Data Fluida
  - a) Komposisi gas
  - b) Komposisi air
3. Data Sumur

- a) *Depth*
- b) Interval perforasi
- c) Id tubing
- d) *Completion*

### 3.8 Tempat Penelitian dan Teknik Pengambilan Data

Penelitian ini dilakukan di Fakultas Teknik, jurusan Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Penelitian ini bersifat *field reasearch*. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari lapangan. Data tersebut dijadikan sebagai studi kasus agar dapat menjawab tujuan dari penelitian.

### 3.9. Jadwal Penelitian

*Schedule* penelitian yang diusulkan oleh peneliti dimulai dari *literature riview*, analisis *liquid loading* dan analisis sensitivitas *well head pressure*. Kemudian, dilanjutkan dengan pengumpulan dan analisis data serta penyusunan laporan akhir. Secara rinci dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3. 1 *Schedule* Penelitian

NO	Jenis Kegiatan	April 2022				Mei 2022				Juni 2022				Juli 2022			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	<i>Literature Review</i>																
2	Penyusunan Proposal																
3	Pengumpulan Data																
4	Pengolahan Data																
5	Analisis data & Penyusunan Laporan Akhir																

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur gas TYS lapangan JR ini merupakan sumur yang baru dibor pada tahun 2018 dan belum diproduksi karena belum adanya konsumen. Pada tahun 2020 sumur tersebut dibuka dan dialirkan, namun aliran tersebut tidak bertahan lama. Diduga pada sumur tersebut mengalami *problem liquid loading*. *Liquid loading* adalah terakumulasinya *liquid* didasar lubang sumur. Hal yang pertama yang dilakukan adalah memvalidasi *liquid loading* sumur tersebut. Ketika terjadi *liquid loading* maka akan dilakukan pemecahan permasalahan dengan mengubah *well head pressure*.

Pada penelitian ini penulis menggunakan metode turner untuk menghitung *critical velocity* dalam menganalisa *problem liquid loading* dan penulis juga melakukan analisis pengaruh sensitivitas *well head pressure* terhadap permasalahan *liquid loading* pada sumur TYS lapangan JR. Penelitian ini menggunakan bantuan perangkat lunak yaitu *software* PROSPER 15.0 dari IPM. PROSPER digunakan untuk menganalisa kinerja dari suatu sumur minyak dan gas bumi dengan menggunakan analisa nodal. Pada penelitian ini *software* PROSPER digunakan untuk menganalisa permasalahan sumur gas TYS dan melakukan uji sensitivitas *well head pressure*. Langkah pertama yang dilakukan adalah memasukan data sumur gas TYS yaitu *option summary*, *PVT data*, *IPR data*, dan *equidpment data*. Langkah selanjutnya membuat kurva IPR, VLP dan memasukan beberapa nilai *well head pressure* . Setelah itu baru dapat dilakukan analisa sumur TYS lapangan JR.

### 4.1 Data

Sebelum melakukan penelitian, hal pertama yang harus dilakukan yaitu mengumpulkan data-data yang dibutuhkan dalam menganalisa permasalahan *liquid loading* dan melakukan analisa sensitivitas *well head pressure*. Data-data yang dibutuhkan yaitu data *reservoir*, komposisi gas, komposisi air, dan diagram kompleks sumur. Data-data tersebut adalah sebagai berikut:

#### 4.1.1 Data *reservoir*

Data *reservoir* merupakan parameter-parameter penting yang dapat digunakan untuk menganalisa kondisi dari suatu sumur. Berikut merupakan data *reservoir* dari sumur TYS lapangan JR:

**Tabel 4. 1** Data *Reservoir* Sumur TYS Lapangan JR

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Tekanan <i>reservoir</i>	507	Psia
2	Temperatur <i>reservoir</i>	155	°F
3	Condensate gas ratio	1	STB/MMscf
4	Condensate gravity	50	STB/MMscf
5	Water gas ratio	0.1	STB/MMscf
6	Premeabilitas <i>reservoir</i>	2130	MD
7	Reservoir thickness	6	ft
8	Drainage Area	40	acres
9	Dietz shape factor	31	31
10	Radius wellbore	0.345	ft
11	Interval perforasi	5	ft
12	Skin	1	

#### 4.1.2 Komposisi gas

Komposisi gas merupakan unsur-unsur yang terdapat pada gas. komposisi gas juga digunakan pada penelitian analisa sensitivitas *well head pressure* ini. Berikut komposisi gas Sumur TYS lapangan JR :

**Tabel 4. 2** Komposisi Gas Sumur TYS Lapangan JR

Component		Separator Gas Sampel	
		Mol %	GPM
N <sup>2</sup>	Nitrogen	0.4535	
CO <sup>2</sup>	Carbondioxide	0.2967	
H <sup>2</sup> S	Hidrogen Sulphide	0.0000	
C <sup>1</sup> H <sup>4</sup>	Methane	98.9444	
C <sup>2</sup> H <sup>6</sup>	Ethane	0.2481	0.0463
C <sup>3</sup> H <sup>8</sup>	Propane	0.0393	0.0124
i-C <sup>4</sup>	iso-Buthane	0.0091	0.0030

n-C <sup>4</sup>	n-Butane	0.0039	0.0012
i-C <sup>5</sup>	iso-Pentane	0.0019	0.0007
n-C <sup>5</sup>	n-Pentane	0.0007	0.0003
C <sup>6</sup>	Hexanes	0.0002	0.0001
MCP	M-C Pentane	0.0003	0.0001
BZ	Benzene	0.0004	0.0001
CH	Cyclohexane	0.0002	0.0001
C <sup>7</sup>	Heptanes	0.0004	0.0001
MCH	M-C Hexane	0.0005	0.0002
TOL	Toluene	0.0001	0.0000
C <sup>8</sup>	Octanes	0.0002	0.0001
EBZ	E-Benzene	0.0001	0.0000
M/P X	M/P Xylene	0.0001	0.0000
O-X	O-Xylene	0.0000	0.0000
C <sup>9</sup>	Nonanes	0.0000	0.0000
IPBZ	Iso-Propylbenzene	0.0000	0.0000
NPBZ	n- Propylbenzene	0.0000	0.0000
124	1,2,4-Trimethylbenzene	0.0000	0.0000
TB	Decanes	0.0000	0.0000
C <sup>10</sup>	Undecanes	0.0000	0.0000
C <sup>11</sup>	Dodecanes Plus	0.0000	0.0000
C <sup>12+</sup>			
<b>Total</b>		<b>100.0000</b>	<b>0.0627</b>

#### 4.1.3 Komposisi Air

Berikut merupakan komposisi air sumur TYS lapangan JR yang dapat dilihat pada Tabel 4.3 :

**Tabel 4. 3 Komposisi Air Sumur TYS Lapangan JR**

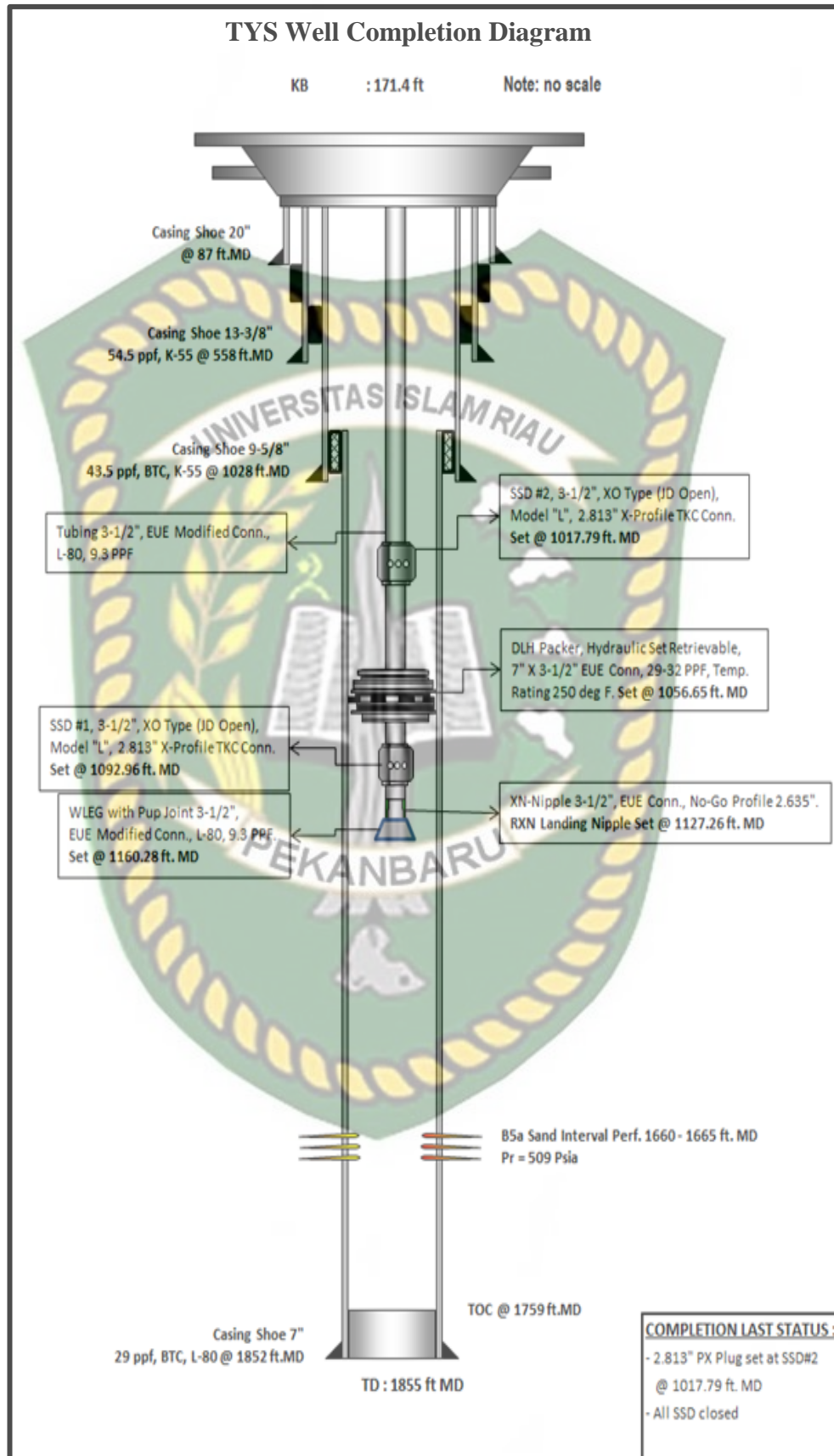
<b>Date : 04-03-19</b>			
pH 77°C [25°C]	8.3		
Specific Gravity 60°F	1.0114		
	<b>Units</b>	<b>Result</b>	<b>Result as meg/L</b>
Resistivity 77°F	Ohm-meter	0.4770	
Total Dissolved Solids	mg/L	11.333	
Sodium (Na <sup>+</sup> )		540	23.49
Potassium (K <sup>+</sup> )		4931	126.13
Calcium (CA <sup>2+</sup> )		51	2.54
Magnesium (MG <sup>2+</sup> )		18	1.48

Iron (Fe <sup>3+</sup> )		< 0.1	-
Bicarbonate (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )		355	5.82
Carbonat (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )		< 1	-
Hydroxide (OH <sup>-</sup> )		< 1	-
Chloride (CL <sup>-</sup> )		5326	150.25
Sulphate (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )		112	2.33
Tottal and Balances		= 153.65 meg/L	
Cations		= 158.40 meg/L	
Anions		= 312.05 meg/L	
Sum		= 1.52 %	
Ion balances [ difference x 100/Sum]		= 1.52 %	

#### 4.1.4 Diagram kompleksi sumur TYS lapangan JR

Diagram kompleksi sumur merupakan gambaran kompleksi sumur di bawah permukaan yaitu terdiri dari *casing*, rangkaian tubing seperti *savety valve*, *packer* dan lain lain. Berikut merupakan data dan diagram kompleksi sumur TYS lapangan JR yang digunakan pada penelitian ini:

<b>Background</b>	:	
Latitude	: 0° 12' 4.7"	x : 22276.18 m
Longitude	: 101° 44' 58.56" E	y : 806078.6 m
KB	: 171.4 ft	
TOC 7"	: 1759 ft.MD	
TD at 7" casing	: 1852 ft.MD	
Production casing	: 7" Csg., 29 ppf, shoe at 1852 ft.MD	
Tubing strings	: 3-1/2" TKC Conn., L-80, 9.3 ppf. Min.	
Wellbore 3-1/2" x 2.75" "	XN-Nipple	
Spudded	: Oktober 26, 2018	
Perforation date	: November 10, 2018	
Perforation zone	: B5a sand	
Interval perforation	: 1660-1665 ft.MD (5 ft)	
Prod test date	: 24-26 november 2018	



Gambar 4. 1 Diagram Kompleksi Sumur TYS

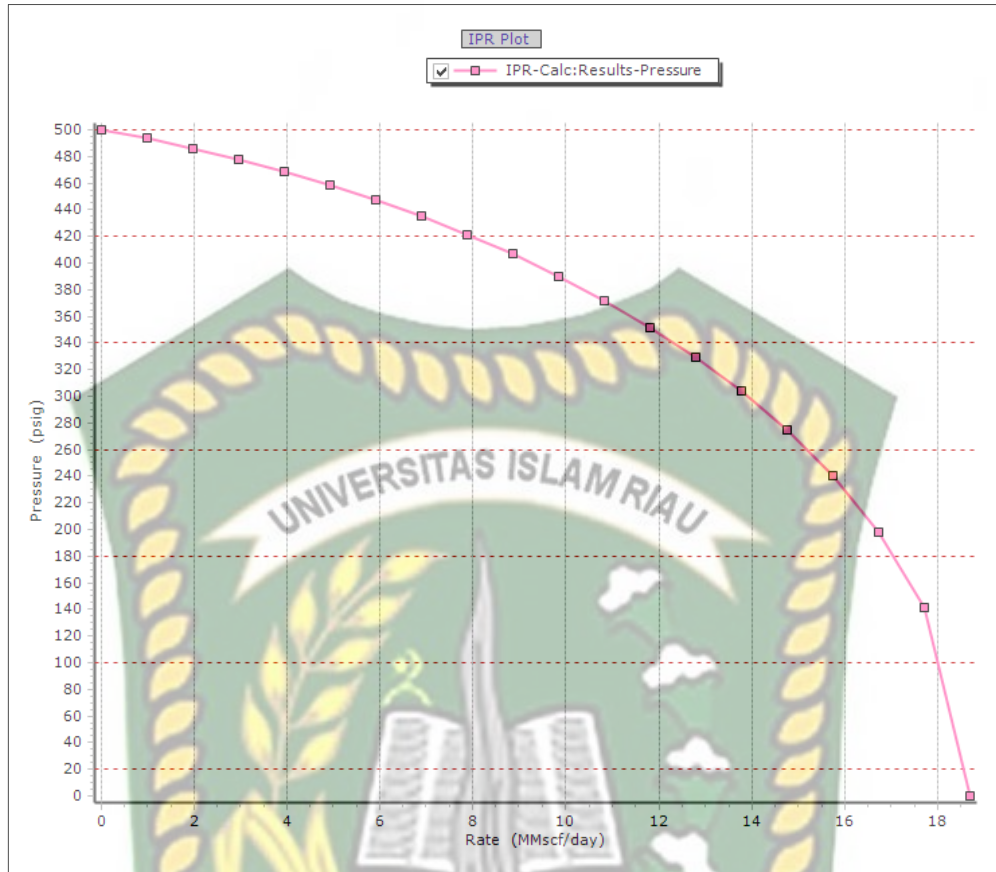
#### 4.2 Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Kurva *Inflow performance relationship* atau yang disingkat dengan IPR merupakan kurva yang menggambarkan kemampuan dari suatu sumur, kurva IPR dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju alir produksi dan tekanan alir dasar sumur (pwf). Berikut ini merupakan tabel laju alir dan tekanan alir dasar sumur dari sumur TYS lapangan JR:

**Tabel 4. 4** Rate dan Tekanan Sumur TYS Lapangan JR

No	Laju Alir (q) (MMscf/day)	Tekanan Alir Dasar Sumur (Pwf) (Psig)
1	$1e^{-5}$	500
2	0.98419	493.489
3	1.96838	486.143
4	2.95256	477.923
5	3.93674	468.78
6	4.92093	458.657
7	5.90511	447.486
8	6.88929	435.282
9	7.87348	421.644
10	6.88929	406.744
11	7.87348	390.321
12	8.85766	372.168
13	9.84184	352.011
14	12.7944	329.474
15	13.7786	304.017
16	14.7628	274.819
17	15.7469	240.502
18	16.7311	198.406
19	17.7153	141.723
20	18.6995	0

Hasil Berdasarkan data tabel laju alir dan tekanan alir dasar maka dapat digambarkan dalam bentuk kurva, kurva tersebut dinamakan kurva IPR. Kurva IPR sumur TYS lapangan JR bisa dilihat pada Gambar 4.2 dibawah ini:



**Gambar 4. 2** Kurva IPR Sumur TYS Lapangan JR

Kurva IPR diatas merupakan kurva IPR dari model *reservoir* jones, yang menjelaskan hubungan antara laju alir dan tekanan alir dasar sumur (pwf). Kurva IPR di atas dapat menjelaskan produktivitas maksimal suatu sumur ketika tekanan alir sama dengan nol atau juga disebut dengan *absolute open flow* (AOF). Dengan makin tingginya nilai AOF maka keproduktivitasan suatu sumur juga makin tinggi. Berdasarkan kurva IPR diatas, ketika tekanan *reservoir* maksimal (500 psig) maka didapat laju alir 0 MMscf/day dan pada saat tekanan laju alir sumur sama dengan 0 psig maka didapat laju alir produksi yang maksimal yaitu 18.6995 MMscf/D atau yang disebut sebagai AOF

### 4.3 Analisa *Liquid loading*

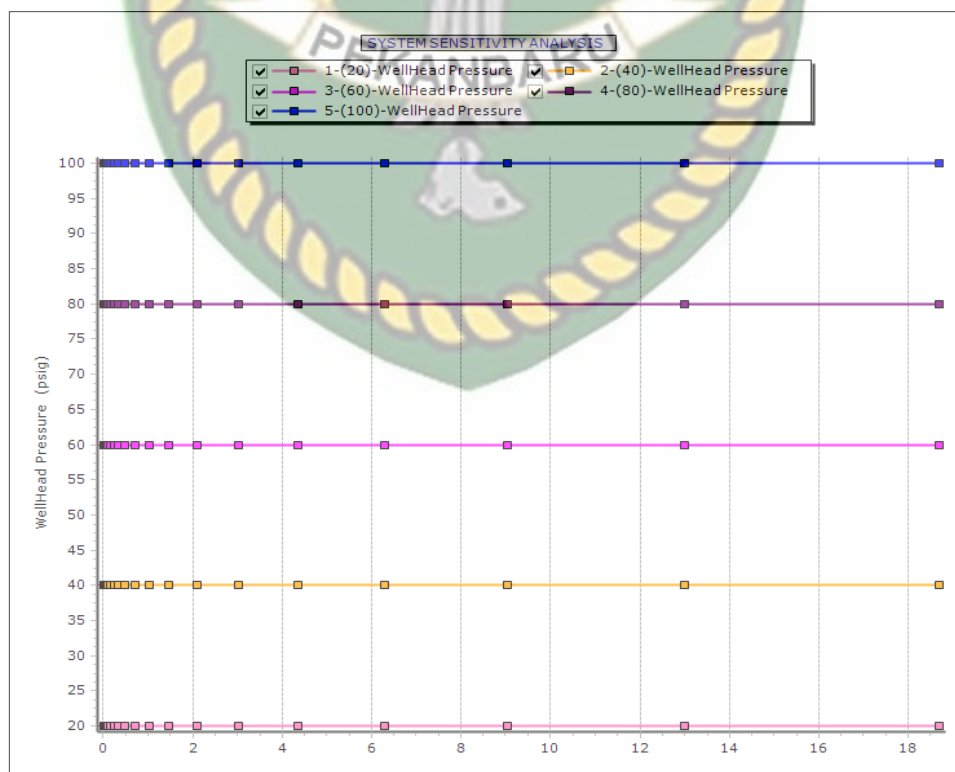
Dalam melakukan analisa permasalahan *liquid loading* hal pertama yang harus diketahui yaitu kemampuan dari suatu sumur, kemampuan dari suatu sumur dapat digambarkan dalam bentuk kurva yaitu kurva IPR. Setelah itu yang harus

diketahui adalah kemampuan alir dari sumur tersebut. Aliran di dalam sumur dari atas perforasi ke permukaan dikenal sebagai *vertical lift performance* atau disingkat dengan VLP yang juga dapat digambarkan dalam bentuk kurva. Pertemuan antara kurva IPR dan VLP merupakan titik dimana kita dapat mengetahui kemampuan maksimal dari suatu sumur untuk mengalir.

Setelah mendapatkan titik laju alir maksimal dari suatu sumur tersebut kita juga harus mengetahui *critical velocity* atau disebut juga dengan laju alir kritis. Pada penelitian ini metode perhitungan *critical velocity* yang digunakan adalah metode turner. Dalam menganalisa permasalahan *liquid loading* ini dilakukan dengan menggunakan bantuan *software* PROSPER. Sehingga didapatkan kurva IPR, VLP dan nilai *critical velocity*nya.

#### 4.4 Skenario *Well head pressure*

Pada penelitian ini penulis membuat lima skenario *well head pressure* yang dimasukkan ke dalam *software* PROSPER yaitu pada tekanan 20 Psig, 40 Psig, 60 Psig, 80 Psig, dan 100 Psig. Yang bisa dilihat pada grafik dibawah ini :



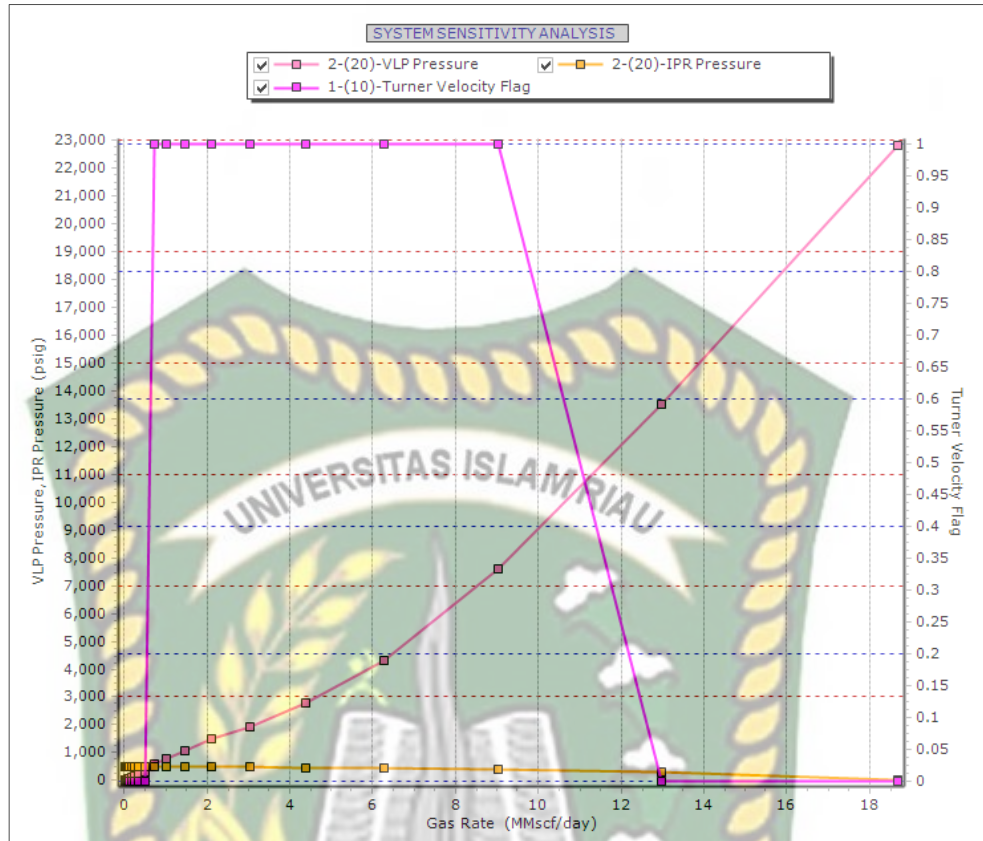
Gambar 4. 3 Skenario *Well Head Pressure*

#### 4.4.1 Skenario Well Head Pressure I (20 psig)

Dibawah ini merupakan tabel beserta gambar grafik dari hasil skenario *well head pressure* dengan tekanan 20 Psig.

**Tabel 4. 5** Skenario Well Head Pressure I (20 Psig)

No	Gas rate (MMscf/day)	VLP pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	WHP (psig)	Maximum turner velocity (ft/sec)	Turner velocity flag
1	0.018699	24.1541	499.884	20		No
2	0.026897	26.2785	499.833	20		No
3	0.038689	30.18	499.759	20		No
4	0.055649	37.0802	499.654	20		No
5	0.080045	48.7256	499.501	20		No
6	0.11514	67.3917	499.28	20		No
7	0.16561	96.109	498.961	20		No
8	0.23821	138.943	498.499	20		No
9	0.34264	201.766	497.826	20		No
10	0.49285	292.7	496.842	20		No
11	0.70891	600.576	495.393	20	16.284	Yes
12	1.0197	804.041	493.239	20	17.1887	Yes
13	1.46672	1069.78	489.994	20	15.5662	Yes
14	2.10971	1496.7	485.018	20	11.2263	Yes
15	3.03459	1946.09	477.197	20	11.5764	Yes
16	4.36492	2780.88	464.5	20	6.93283	Yes
17	6.27846	4304.61	442.957	20	3.76371	Yes
18	9.03086	7595.84	403.969	20	2.15085	Yes
19	12.9899	13513.7	324.67	20	1.54733	No
20	18.6845	22821.2	17.3734	20	1.24767	No



**Gambar 4. 4** Kurva IPR, VLP, Dan *Turner Velocity Flag* (Skenario I)

Dari tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwasanya pada skenario *well head pressure* 20 psig didapatkan nilai *critical velocity*nya 16,284 ft/sec dan pada Gambar 4.4. dapat nilai dari titik pertemuan antara kurva IPR dan VLP yang merupakan laju alir optimal yaitu 0.63545 MMscf/day.

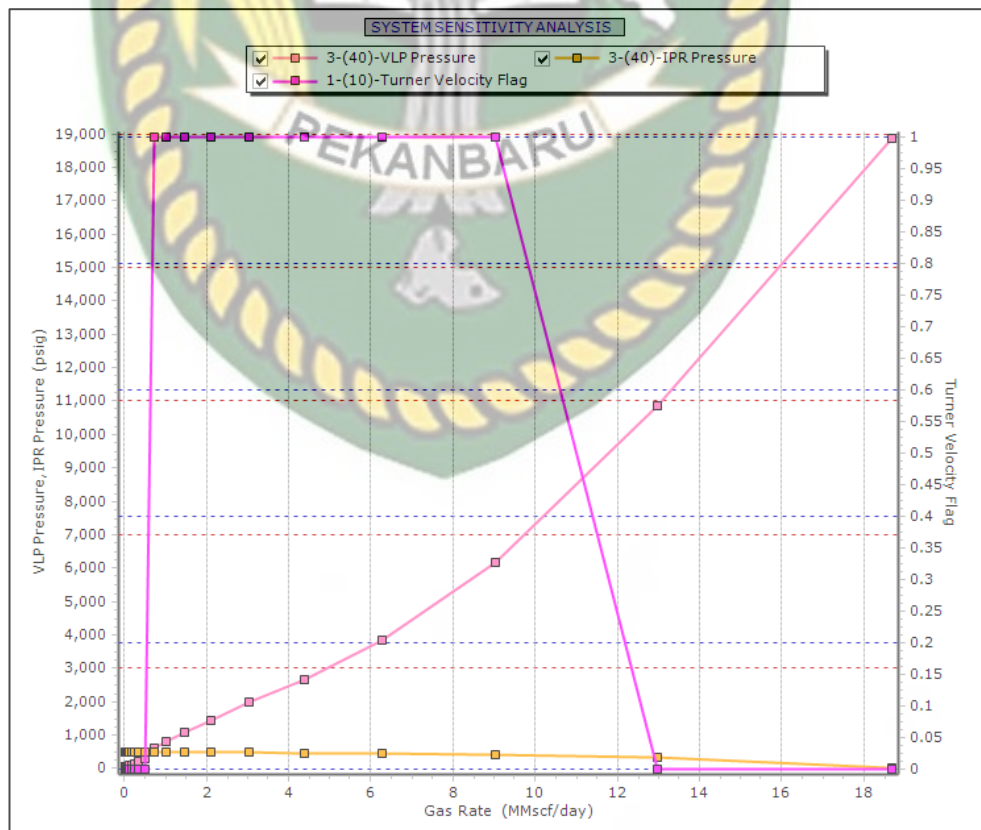
**4.4.2 Skenario *Well head pressure* II (40 psig)**

Dibawah ini merupakan tabel beserta gambar grafik dari hasil skenario *well head pressure* dengan tekanan 40 Psig.

**Tabel 4. 6** Skenario *Well Head Pressure* II (40 Psig)

No	Gas rate (MMscf/day)	VLP pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	WHP (psig)	Maximum turner velocity (ft/sec)	Turner velocity flag
1	0.018699	44.3292	499.884	40		No
2	0.026897	45.7412	499.833	40		No
3	0.038689	48.438	499.759	40		No

4	0.055649	53.4901	499.654	40		No
5	0.080045	62.6584	499.501	40		No
6	0.11514	78.5177	499.28	40		No
7	0.16561	104.487	498.961	40		No
8	0.23821	144.991	498.499	40		No
9	0.34264	205.941	497.826	40		No
10	0.49285	295.421	496.842	40		No
11	0.70891	602.352	495.393	40	16.1702	Yes
12	1.0197	804.948	493.239	40	16.7041	Yes
13	1.46672	1070.13	489.994	40	15.0908	Yes
14	2.10971	1422.46	485.018	40	14.8096	Yes
15	3.03459	2003.29	477.197	40	9.18468	Yes
16	4.36492	2663.23	464.5	40	8.894	Yes
17	6.27846	3845.59	442.957	40	5.35198	Yes
18	9.03086	6170.56	403.969	40	2.87427	Yes
19	12.9899	10870.5	324.67	40	1.83228	No
20	18.6845	18865.3	17.3734	40	1.39617	No



Gambar 4. 5 Kurva IPR, VLP, Dan Turner Velocity Flag (Skenario II)

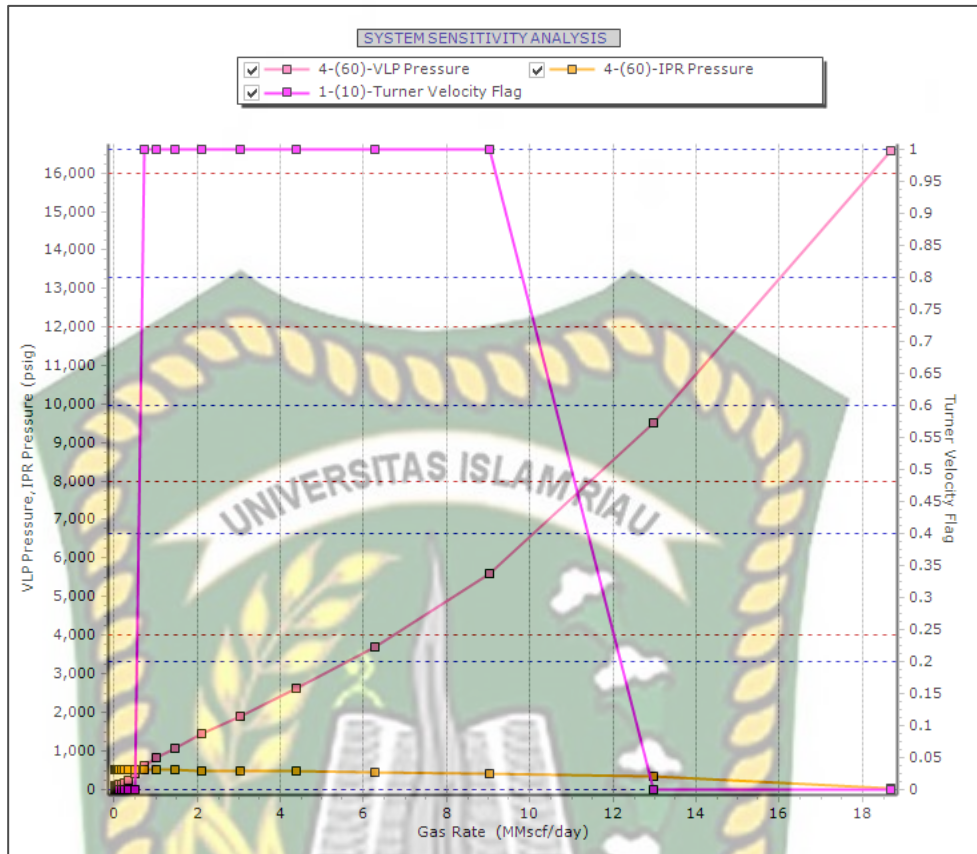
Dari tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwasanya pada skenario *well head pressure* 40 psig didapatkan nilai *critical velocity*-nya 16.1702 ft/sec dan pada Gambar 4.4. dapat nilai dari titik pertemuan antara kurva IPR dan VLP yang merupakan laju alir optimal yaitu 0.63398 MMscf/day.

#### 4.4.3 Skenario *Well head pressure* III (60 psig)

Dibawah ini merupakan tabel beserta gambar grafik dari hasil skenario *well head pressure* dengan tekanan 60 Psig.

**Tabel 4. 7** Skenario *Well Head Pressure* III (60 Psig)

No	Gas rate (MMscf/day)	VLP pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	WHP (psig)	Maximum turner velocity (ft/sec)	Turner velocity flag
1	0.018699	72.9107	0.018699	60	28.9995	Yes
2	0.026897	71.6065	0.026897	60	29.22	Yes
3	0.038689	71.7557	0.038689	60	29.379	Yes
4	0.055649	74.1905	0.055649	60	29.4788	Yes
5	0.080045	85.1305	0.080045	60	28.8945	No
6	0.11514	104.357	0.11514	60	28.0349	No
7	0.16561	115.74	0.16561	60		No
8	0.23821	153.431	0.23821	60		No
9	0.34264	211.973	0.34264	60		No
10	0.49285	411.765	0.49285	60	16.8687	Yes
11	0.70891	605.116	0.70891	60	15.9991	Yes
12	1.0197	812.357	1.0197	60	17.7763	Yes
13	1.46672	1071.13	1.46672	60	15.0104	Yes
14	2.10971	1422.8	2.10971	60	14.1694	Yes
15	3.03459	1903.75	3.03459	60	13.826	Yes
16	4.36492	2612.92	4.36492	60	10.7806	Yes
17	6.27846	3701.68	6.27846	60	6.54396	Yes
18	9.03086	5607.55	9.03086	60	3.64508	Yes
19	12.9899	9503.31	12.9899	60	2.12953	No
20	18.6845	16579.5	18.6845	60	1.53577	No



**Gambar 4. 6** Kurva IPR, VLP, Dan *Turner Velocity Flag* (Skenario III)

Dari tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwasanya pada skenario *well head pressure* 60 psig didapatkan nilai *critical velocity*-nya 16,8687 ft/sec dan pada gambar 4.4. dapat nilai dari titik pertemuan antara kurva IPR dan VLP yang merupakan laju alir optimal yaitu 0.58772 MMscf/day.

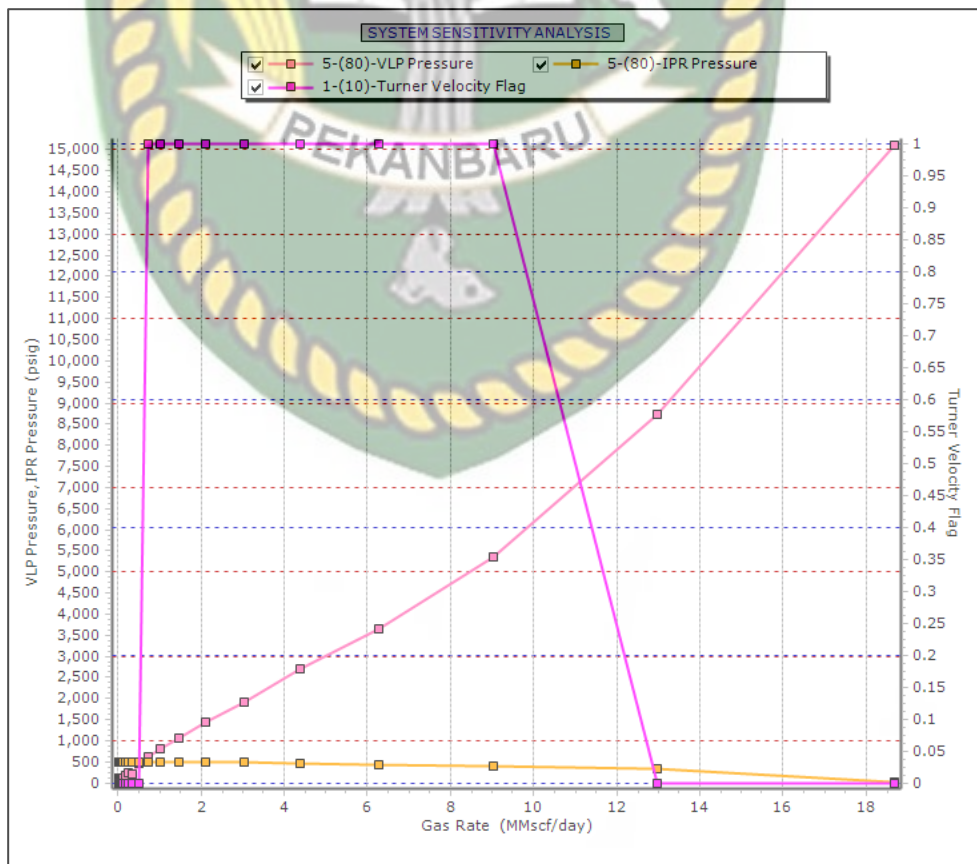
**4.4.4 Skenario *Well Head Pressure* IV (80 psig)**

Dibawah ini merupakan tabel beserta gambar grafik dari hasil skenario *well head pressure* dengan tekanan 80 Psig.

**Tabel 4. 8** Skenario *Well Head Pressure* IV (80 Psig)

No	Gas rate (MMscf/day)	VLP pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	WHP (psig)	Maximum turner velocity (ft/sec)	Turner velocity flag
1	0.018699	103.572	0.018699	80	25.7269	Yes
2	0.026897	99.3681	0.026897	80	25.8984	Yes
3	0.038689	96.9506	0.038689	80	26.0292	Yes

4	0.055649	96.9447	0.055649	80	26.124	Yes
5	0.080045	107.104	0.080045	80	25.8302	No
6	0.11514	125.928	0.11514	80	25.4309	No
7	0.16561	162.223	0.16561	80	24.6056	No
8	0.23821	224.038	0.23821	80	23.8592	No
9	0.34264	219.705	0.34264	80		No
10	0.49285	457.131	0.49285	80	18.2352	Yes
11	0.70891	608.861	0.70891	80	15.7773	Yes
12	1.0197	798.764	1.0197	80	13.3626	Yes
13	1.46672	1073.74	1.46672	80	14.8696	Yes
14	2.10971	1423.62	2.10971	80	14.096	Yes
15	3.03459	1904.69	3.03459	80	11.6512	Yes
16	4.36492	2711.3	4.36492	80	7.59653	Yes
17	6.27846	3641.21	6.27846	80	7.39963	Yes
18	9.03086	5351.35	9.03086	80	4.36381	Yes
19	12.9899	8717	12.9899	80	2.44512	No
20	18.6845	15109.6	18.6845	80	1.67125	No



Gambar 4. 7 Kurva IPR, VLP, Dan Turner Velocity Flag (Skenario IV)

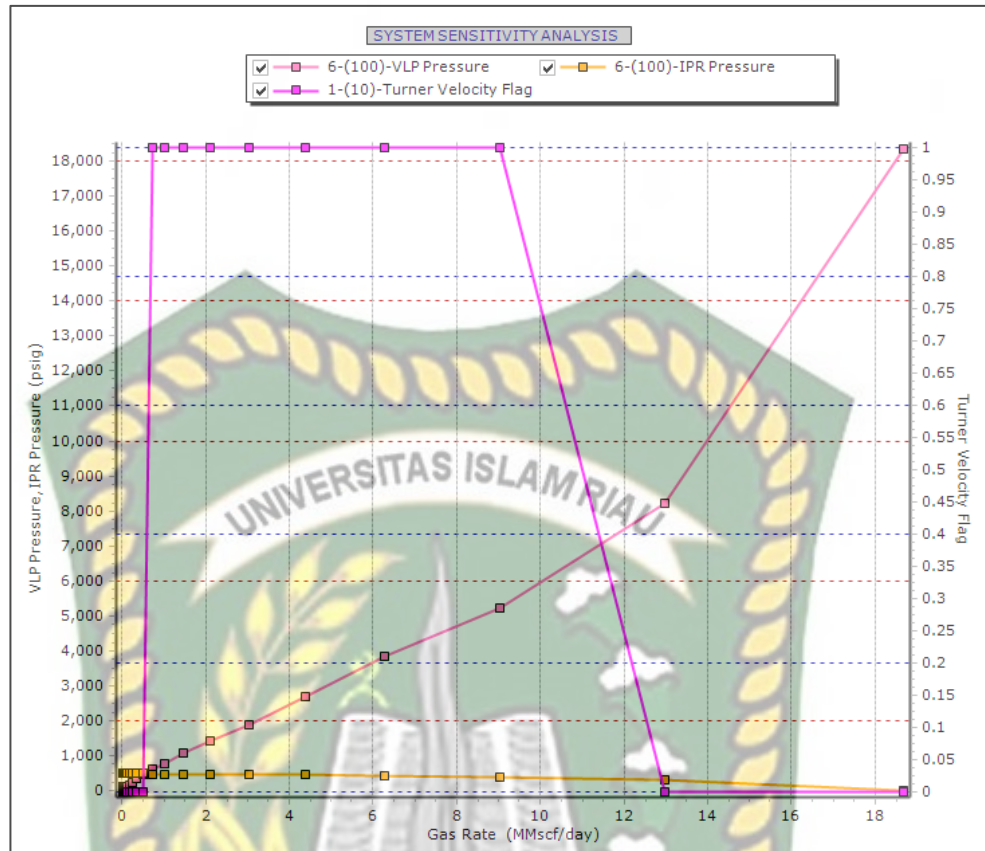
Dari tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwasanya pada skenario *well head pressure* 80 psig didapatkan nilai *critical velocity*nya 18.2325 ft/sec dan pada Gambar 4.4. dapat nilai dari titik pertemuan antara kurva IPR dan VLP yang merupakan laju alir optimal yaitu 0.54887 MMscf/day.

#### 4.4.5 Skenario *Well head pressure* V (100 psig)

Dibawah ini merupakan tabel beserta gambar grafik dari hasil skenario *well head pressure* dengan tekanan 100 Psig.

**Tabel 4. 9** Skenario *Well Head Pressure* V (100 Psig)

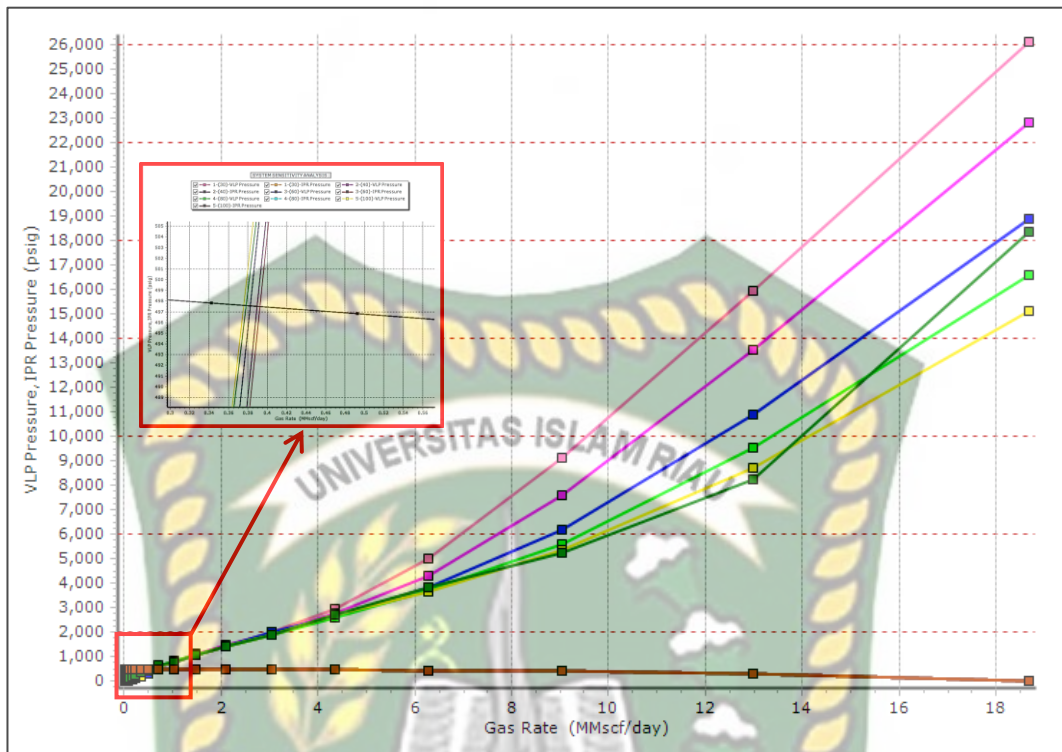
No	Gas rate (MMscf/day)	VLP pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	WHP (psig)	Maximum turner velocity (ft/sec)	Turner velocity flag
1	0.018699	135.675	0.018699	100	23.3277	Yes
2	0.026897	128.407	0.026897	100	23.4674	Yes
3	0.038689	123.343	0.038689	100	23.5782	Yes
4	0.055649	117.809	0.055649	100	23.6651	Yes
5	0.080045	120.393	0.080045	100	23.7224	Yes
6	0.11514	141.399	0.11514	100	23.2674	No
7	0.16561	185.772	0.16561	100	22.6584	No
8	0.23821	252.576	0.23821	100	22.1334	No
9	0.34264	367.937	0.34264	100	21.369	Yes
10	0.49285	485.867	0.49285	100	20.3076	Yes
11	0.70891	636.372	0.70891	100	18.9347	Yes
12	1.0197	801.81	1.0197	100	13.2488	Yes
13	1.46672	1075.9	1.46672	100	14.7041	Yes
14	2.10971	1423.44	2.10971	100	12.3419	Yes
15	3.03459	1905.25	3.03459	100	11.6203	Yes
16	4.36492	2688.53	4.36492	100	7.40856	Yes
17	6.27846	3847.85	6.27846	100	5.19311	Yes
18	9.03086	5219.16	9.03086	100	4.98343	Yes
19	12.9899	8238.04	12.9899	100	2.7737	No
20	18.6845	18338	18.6845	100	1.41869	No



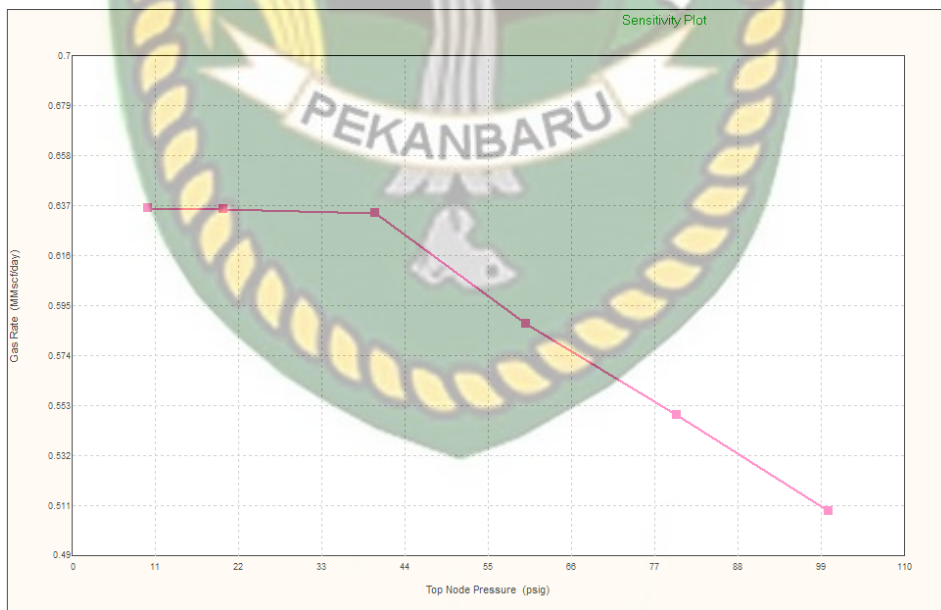
Gambar 4. 8 Kurva IPR, VLP, Dan Turner Velocity Flag (Skenario V)

Dari Tabel 4.5 di atas dapat dilihat bahwasanya pada skenario *well head pressure* 100 psig didapatkan nilai *critical velocity*-nya 21.369 ft/sec dan pada gambar 4.4. dapat nilai dari titik pertemuan antara kurva IPR dan VLP yang merupakan laju alir optimal yaitu 0.50846 MMscf/day.

Dari lima skenario *well head pressure* yaitu pada tekanan 100 psig, 80 psig, 60 psig, 40 psig, dan 20 psig yang *dirunning* dengan menggunakan *software* PROSPER sehingga menghasilkan kurva IPR, VLP dan *turner velocity flag* di atas dapat disimpulkan bahwasanya terjadi perubahan laju alir yang dapat dilihat pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.10.



Gambar 4. 9 Kurva Plot Seluruh Case



Gambar 4. 10 Sensitivitas Well Head Pressure

Pada Gambar 4.10 merupakan plot sensitivitas dari lima skenario *well head pressure*. Nilai dari plot sensitivitas di atas dapat dilihat jelas pada Tabel 4.10. Pada lima skenario *well head pressure* ini terjadi perubahan laju alir.

Semakin rendah *well head pressure* maka laju alir gas semakin meningkat. Pada analisa sensitivitas *well head pressure* ini juga dapat disimpulkan bahwa pada *well head pressure* 40 sumur sudah tidak mengalami *liquid loading*.

**Tabel 4. 10** Tabel Sensitivitas Pwh

No	Pwh (Psig)	Rate Gas (MMscf/d)	Critical velocity (ft/sec)	Loading/Non Loading
1	20	0.63545	21.369	Non Loading
2	40	0.63398	18.2352	Non Loading
3	60	0.58772	16.8687	Loading
4	80	0.54887	18.2352	Loading
5	100	0.50846	21.369	Loading

Pada tabel 4.10 dapat disimpulkan bahwa semakin rendah tekanan kepala sumur maka laju alir semakin tinggi. Dari lima skenario *well head pressure* pada penelitian ini *liquid loading* sudah tidak terjadi atau teratasi pada tekanan 40 psig. Maka dapat disimpulkan bahwa besar tekanan kepala sumur mempengaruhi laju alir dari fluida, dan juga dapat mengatasi permasalahan *liquid loading* pada sumur TYS lapangan JR.

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Dari analisis sumur TYS lapangan JR diatas maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada analisis sumur dengan menggunakan *software* PROSPER menggunakan metode turner bahwasanya sumur TYS lapangan JR masih mengalami permasalahan *liquid loading* pada *well head pressure* 100 psig, 80 psig, dan 60 psig dikarenakan laju alir optimalnya yaitu 0.50846 MMscfd, 0.54887 MMscfd, 0.58772 MMscfd berada di bawah nilai *critical velocity*nya yaitu 21.369 ft/sec, 18.2352 ft/sec dan 16.8687 ft/sec. Selanjutnya pada tekanan 40 psig dan 20 psig tidak mengalami *liquid loading* karena laju alir optimalnya 0.63398 MMscfd dan 0.63545 MMscfd berada di atas nilai *critical velocity*nya yaitu 16.1702 ft/sec dan 16.284 ft/sec.
2. Dari lima skenario penelitian pada sumur TYS lapangan JR dapat disimpulkan bahwasanya semakin rendah tekanan maka semakin tinggi laju alir yang didapatkan

### 5.2 Saran

Untuk peneliti selanjutnya dapat menemukan solusi terbaik untuk penanganan masalah *liquid loading* berdasarkan lima skenario penelitian. Solusi tersebut dapat berupa *plunger lift*, *gas lift*, *chemical* dan *get pump*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2006). *RESERVOIR ENGINEERING* (Third Edit). Gulf Professional Publishing.
- Andi Jumardi, K. (2008). Analisa Kandidat Sumur Untuk Pengaplikasian Well Head Compressor Pada Lapangan Gas. *Iatmi*, 08–033, 1–3.
- Andriawan, Budiman, R., & Febriansyah, D. (2020). Pemanfaatan Pengembangan Jaringan Gas Bumi Sebagai Pengganti Lpg Rumah Tangga Di Kabupaten Bojonegoro, Jawa Timur. *Jurnal ASIIMETRIK: Jurnal Ilmiah Rekayasa & Inovasi*, 2(1), 1–7. <https://doi.org/10.35814/asiimetrik.v2i1.1030>
- Arnold. (2000). Paper By. *SPE Journal*, May, 77–89.
- Denny, A., & Raharjo, U. (2017). Vol . 9 No . 2 Februari 2017 ISSN : 1979-8415 Evaluasi Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi Vol . 9 No . 2 Februari 2017. *Vol. 9 No. 2 Februari 2017 ISSN: Evaluasi Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi 1979-8415*, 9(2), 106–110.
- Dewi, A. O., & Mandala, W. W. (2017). Analisa Perbandingan Perencanaan Optimasi Continuous Gas Lift dengan Simulator Pipesim dan Manual Sumur “A1” dan “A2” di Lapangan. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(2), 22. <https://doi.org/10.30588/jo.v1i2.290>
- Febri, M., Kartoatmodjo, T., & Wati, kartika fajar. (2017). *Analisa Liquid Loading Pada Sumur Gas Fjrn-1*. 179–182.
- Ghalambor, D. B. guo; D. A. (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*.
- Harcourt, P. (2013). SPE 167603 Classification and Management of *Liquid Loading* in Gas Wells. *SPE Journal*, 1–25.
- Hermadi, G. (2013). Analisa Sistem Nodal Dalam Metode Articial Lift. *Forum Teknologi*, 06(2), 1–8. <http://ejurnal.ppsdmmigas.esdm.go.id/sp/index.php/swarapatra/article/view/121>
- Imamudin Wicaksana & Heru Mirmanto. (2012). *Sizing Kompresor Natural Gas dengan Psig dan Tekanan Discharge 450 Psig*. 1(2), 2–7.

- Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Rehman, A. U., & Abbasi, H. S. (2017). Production optimization of high temperature *liquid* hold up gas well using capillary surfactant injection. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2017-March*, 2219–2230. <https://doi.org/10.2118/183676-ms>
- 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(August), 1056–1066. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.025>
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan *Reservoir* Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Nallaparaju, Y. (2012). Prediction of *Liquid Loading*. *9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, p-446.
- Nallaparaju, Y. D. (2012). Prediction of *liquid loading* in gas wells. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1(October), 131–138. <https://doi.org/10.2118/155356-ms>
- Nugroho, N. A., Fathaddin, M. T., & Mardiana, D. A. (2018). Aplikasi Penggunaan Well Head Compressor Pada Sumur X Untuk Mengatasi Problem *Liquid Loading*. *Jurnal Migasian*, 2, 15. <https://doi.org/10.36601/jurnal-migasian.v2i2.42>
- Pratiwi, K. F. hartono; M. T. F. R. (2016). *Liquid* Holdup Management by Predicting Steady State Turndown in Wet Gas Pipeline Network. *Jurnal Petro*, V(1907–0438), 38–41. <http://trijurnal.lemlit.trisakti.ac.id/index.php/petro>
- Rahadian, B., & Prasetyo, C. E. (2006). Managing *liquid* holdup problems at complex gas-pipeline network: A case history from East Kalimantan. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2006 - Sustainable Growth for Oil and Gas*, 2, 910–916. <https://doi.org/10.2523/104275-ms>
- Sankar, S., & Arul, S. (2019). Study of Identifying *Liquid Loading* in Gas Wells and Deliquification Techniques. *International Journal of Engineering*

*Research & Technology (IJERT)*, 8(06), 1434–1445.

Skopich, A., Pereyra, E., Sarica, C., & Kelkar, M. (2015). Pipe-Diameter Effect on *Liquid Loading* in Vertical Gas Wells. *SPE Production & Operation*, May, 154–176.

Sumaryanto, Lukman, A., Kontha, I. N. H., & Turnbull, B. (2010). Optimizing well productivity and maximizing recovery from a mature gas field: The application of wellhead compressor technology. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2010, APOGCE 2010*, 1, 401–405. <https://doi.org/10.2118/132855-ms>

Tugan, M. F. (2020). Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: Review, field cases and lessons learned for mitigation of *liquid loading*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83(July), 103568. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103568>

Wu, J., Jia, W., & Xian, C. (2020). Foaming Agent Developed for Gas Wells with *Liquid Loading* Problem Using New Surfactant and Nanotechnology. *SPE Journal*, 25(6), 3138–3144. <https://doi.org/10.2118/201249-PA>