

**ANALISIS *LIQUID LOADING* PADA SUMUR GAS Y1 DAN
PENANGGULANGANNYA DENGAN METODE *PLUNGER*
*LIFT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

NURAINI

163210082



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

**ANALISIS *LIQUID LOADING* PADA SUMUR GAS Y1 DAN
PENANGGULANGANNYA DENGAN METODE *PLUNGER LIFT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

**NURAINI
163210082**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

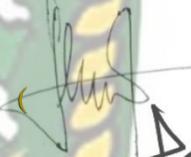
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Nuraini
NPM : 163210082
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Y1 dan Penanggulangannya Dengan Metode *Plunger Lift*

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 I : Ir. H. Ali Musnal, M.T. ()

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

Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


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

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Nuraini
NPM : 163210082
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Y1 dan Penanggulangannya Dengan Metode *Plunger Lift*

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 I : Ir. H. Ali Musnal, M.T. ()
Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T. ()
Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 25 Januari 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


Novia Rita, 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 didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.



Pekanbaru, 01 Desember 2021


Nuraini
163210082

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh

Alhamdulillah, puji syukur penulis ucapkan kehadiran Allah SWT. Karena atas karunia-Nya penulis bisa menyelesaikan skripsi ini. Salawat dan salam penulis kirimkan kepada Nabi Muhammad SAW. Berkat perjuangan beliau kita bisa merasakan ilmu pengetahuan dan jalan yang lurus. Skripsi yang berjudul **“Analisis *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Y1 dan Penanggulangannya Dengan Metode *Plunger Lift*”** ini dibuat untuk melengkapi tugas dan syarat meraih gelar sarjana pendidikan di Program Studi (Prodi) Teknik Perminyakan Fakultas Teknik.

Dalam Penyusunan skripsi ini, penulis menyadari bahwa penulisan ini tidak dapat diselesaikan tanpa dukungan dari berbagai pihak baik moril maupun materil. Untuk itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan ucapan terimakasih kepada:

1. Ir. H. Ali Musnal, M.T., selaku Dosen Pembimbing yang memberikan bimbingan, nasehat, serta waktunya selama proses penulisan skripsi ini.
2. Kedua orang tua saya, terutama omak dan seluruh keluarga besar saya yang selalu memberikan doa, bantuan, dukungan, kasih sayang, pengorbanan dan semangat di setiap langkah perjalanan penulis dalam menuntut ilmu.
3. Yoki Saputra, selaku support system terbaik kedua saya, dan calon pendamping wisuda yang tanpa henti memberikan dukungan dan semangat, dan selalu bersedia membantu dan selalu ada dalam keadaan suka dan duka.
4. Willy Rustam, S.T & Della Efrian Pratiwi, S.T sahabat terbaik saya, yang senantiasa membantu dalam proses penulisan skripsi dan selalu memberikan dukungan serta nasehat.
5. Miftahul J Putri selaku sahabat saya yang juga berperan dalam penulisan skripsi, yang selalu membantu proses editing, dll.

6. Thufriimon yaitu geng sahabat terbaik saya sedari SMA till jannah yang selalu mendoakan, memberi dukungan dan semangat meskipun LDR.
7. Hendra, Hidayatul Fitri, Sri novita & Weni Hermayuli, S.IP teman yang selalu mendoakan dan mensupport saya.

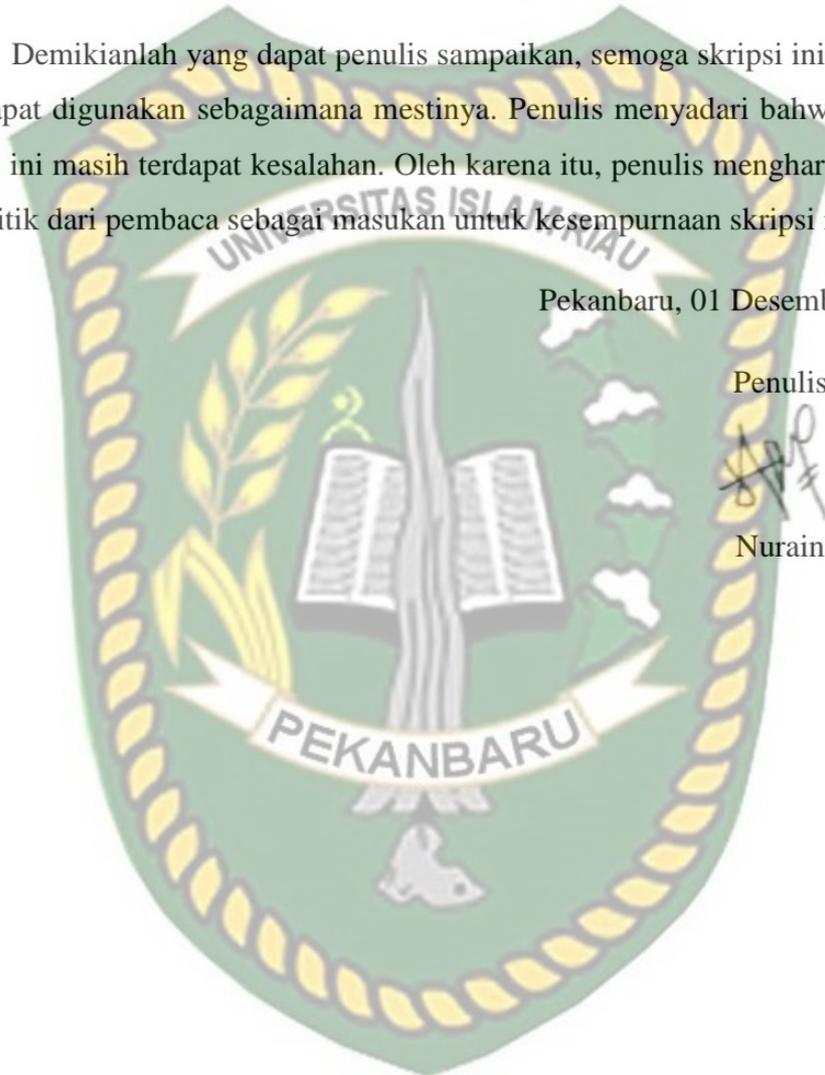
Demikianlah yang dapat penulis sampaikan, semoga skripsi ini bermanfaat dan dapat digunakan sebagaimana mestinya. Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini masih terdapat kesalahan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan saran dan kritik dari pembaca sebagai masukan untuk kesempurnaan skripsi ini.

Pekanbaru, 01 Desember 2021

Penulis,



Nuraini



DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Natural Gas	3
2.1.1 Komposisi Natural Gas dan Perilaku Fase Gas	4
2.2 Reservoir Gas.....	5
2.2.1 <i>Wet Gas Reservoir</i>	6
2.2.2 <i>Dry Gas Reservoir</i>	6
2.2.3 <i>Retrograde Gas-Condensate Reservoir</i>	7
2.2.4 <i>Near- Critical Gas-Condensate</i>	8
2.3 Liquid Loading	9
2.3.1 Konsep <i>Liquid Loading</i>	10
2.3.2 Sumber Cairan.....	10
2.3.4 Prediksi <i>Liquid Loading</i>	11
2.3.4.1 Metode Turner.....	11
2.3.5 Laju Kritis	13
2.3.6 Metode Penanggulangan <i>Liquid Loading</i>	14
2.3.7 <i>State of The Art</i>	17

BAB III METODOLOGI PENELITIAN	19
3.1 Metode Penelitian	19
3.2 Perhitungan dan Analisis Data.....	19
3.2.1 Data Yang Dibutuhkan.....	19
3.3 Flow Chart	22
3.4 Jadwal Penelitian	23
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	24
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	28
5.1 Kesimpulan.....	28
5.2 Saran	28
DAFTAR PUSTAKA	29



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Diagram Fasa	5
Gambar 2.2 Diagram Fasa <i>Wet Gas</i> (Tarekh Ahmad Edition, 1993).....	6
Gambar 2.3 Diagram Fasa <i>Dry Gas</i>	7
Gambar 2.4 Diagram Fasa <i>Retrograde Gas</i>	8
Gambar 2.5 Diagram Fasa <i>Near-Critical Gas</i>	8
Gambar 2.6 Dasar Aliran Multifasa Dasar Sumur	9
Gambar 2.7 Ilustrasi Model Droplet Turner	11
Gambar 2.8 <i>Instalasi Plunger Lift</i> Sumur Gas	13
Gambar 2.9 Skematik Operasi <i>Plunger Lift</i>	14

DAFTAR TABEL

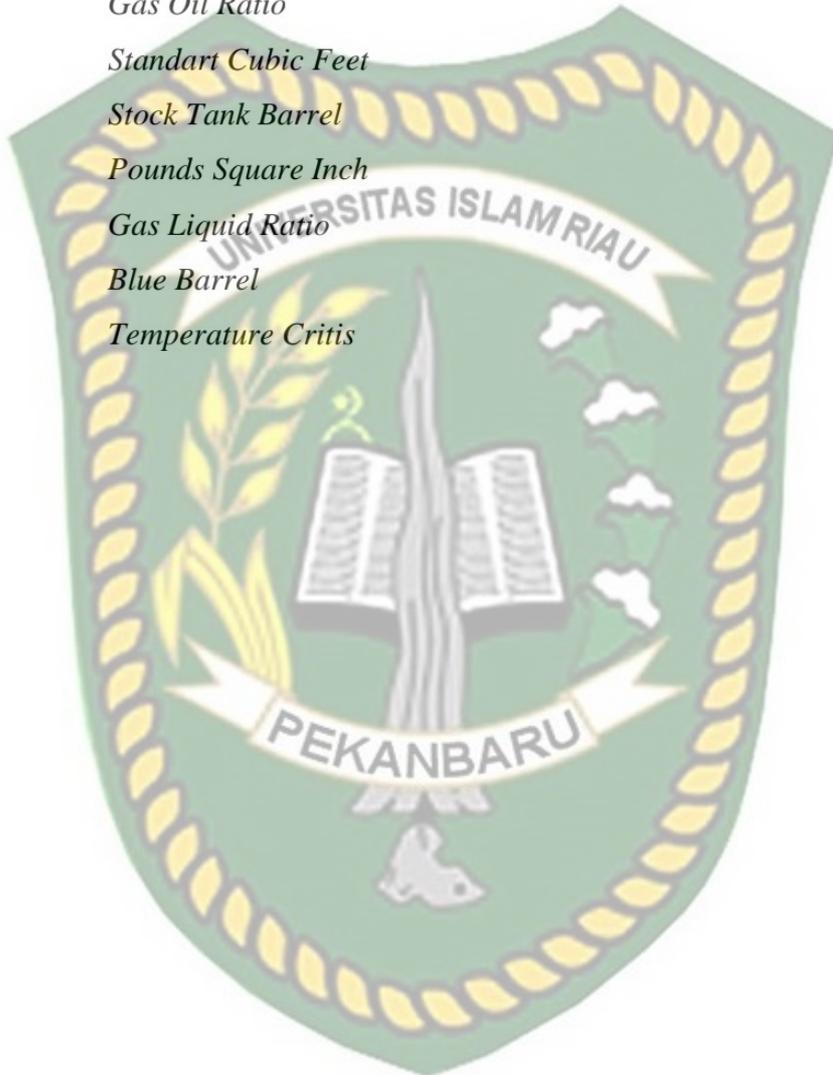
Tabel 2.1 <i>Molecular weights</i>	4
Tabel 2.2 <i>Review</i> Persamaan Turner	13
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian	22
Tabel 4.1 Data Perhitungan	27



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

BTU	<i>British Thermal Unit</i>
API	<i>American Petroleum Intitute</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
SCF	<i>Standart Cubic Feet</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
PSI	<i>Pounds Square Inch</i>
GLR	<i>Gas Liquid Ratio</i>
BBL	<i>Blue Barrel</i>
TC	<i>Temperature Critis</i>



**Analisis *Liquid Loading* Pada Sumur Gas Y1 dan Penanggulangannya
Dengan Metode *Plunger Lift***

**NURAINI
163210082**

ABSTRAK

Gas didefinisikan sebagai fluida homogen dengan viskositas dan kepadatan yang rendah, tidak memiliki volume, tetapi bersifat mengembang untuk mengisi seluruh reservoirnya. Setiap sumur gas biasanya menghasilkan gas alam yang memproduksi cairan, baik dalam bentuk air dan kondensat (hidrokarbon) yang terbentuk dari uap gas. Ketidakmampuan gas mengangkat cairan ke permukaan menyebabkan cairan terakumulasi di *downhole*, peristiwa ini disebut *liquid loading*. Jika suatu sumur telah terjadi *liquid loading*, maka produksi sumur akan menurun bahkan sumur akan mati atau ditutup. Untuk itu perlu dilakukan analisa *prediksi liquid loading* dan metode yang benar untuk mengatasi masalah *liquid loading* tersebut. *Liquid loading* tidak selalu mudah untuk diidentifikasi, karena saat pemuatan terjadi sumur mungkin masih memproduksi dalam jumlah yang signifikan. Metode yang biasa digunakan dalam dunia perminyakan untuk memprediksi *liquid loading* adalah metode "Turner et al". Sedangkan metode yang digunakan untuk mengatasi *liquid loading* pada sumur Y1 lapangan X adalah metode *Plunger lift*. *Plunger* adalah sebuah alat jenis piston yang bergerak bebas di tali tubing dan sesuai dengan diameter dalam pipa, itu bergerak naik ketika tekanan sumur cukup untuk mengangkat dan bergerak kembali ke bawah karena gaya gravitasi. Sistem pengangkatan *plunger* menggunakan penumpukan tekanan gas didalam sumur untuk mengangkat kolom akumulasi cairan keluar dari sumur. Pada dasarnya sistem pengangkat *plunger* menggunakan sebuah *plunger* yang bergerak ke atas dan kebawah didalam tubing untuk mengangkat cairan.

Pada sumur gas Y1 dengan laju alir pada tahun 2014 sebesar 0.69 MMSCFD sudah terjadi penurunan produksi yang signifikan. Berdasarkan laporan produksi gas dari tahun sebelumnya, produksi bahkan dapat mencapai 4 MMSCFD. Hal ini dapat diketahui sudah terjadi *liquid loading*, didukung dengan laju alir yang berada di bawah laju alir kritis gas sebesar 2.6 MMSCFD. Digunakan *plunger lift* untuk mengatasi akumulasi *liquid* di sumur gas, produksi gas kemudian dapat meningkat signifikan karena berhasilnya pengangkatan *liquid* yang terakumulasi oleh *plunger*.

Kata Kunci: Gas, *liquid loading*, *plunger lift*

*Analysis of Liquid Loading on Gas Well Y1 and The Resolution with Plunger
Lift Method*

NURAINI

163210082

ABSTRACT

A gas is defined as a homogeneous fluid with low viscosity and density, lacking volume, but expanding to fill its entire reservoir. Each gas well usually produces natural gas that produces liquids, both in the form of water and condensate (hydrocarbons) formed from gas vapor. The inability of the gas to lift the liquid to the surface causes the liquid to accumulate in the downhole, an event called liquid loading. If a well has occurred liquid loading, then the production of the well will decrease even the well will die or close. For that, it is necessary to analyze the prediction of liquid loading and the correct method to overcome the liquid loading problem. Liquid loading is not always easy to identify, because when loading occurs the well may still produce a significant amount. The method commonly used in the petroleum world to predict liquid loading is the "Turner et al" method. While the method used to overcome liquid loading in well Y1 field X is the Plunger lift method. Plunger is a piston type device that moves freely in the tubing rope and corresponds to the diameter in the pipe, it moves up when the well pressure is enough to lift and move back down due to the force of gravity. The plunger lifting system uses a buildup of gas pressure in the well to lift the accumulated column of fluid out of the well. Basically, the plunger lift system uses a plunger that moves up and down in the tubing to lift the liquid.

At the Y1 gas well with a flow rate in 2014 of 0.69 MMSCFD there has been a significant decrease in production. Based on gas production reports from the previous year, production can even reach 4 MMSCFD. This can be known to have occurred liquid loading, supported by the flow rate which is below the gas critical flow rate of 2.6 MMSCFD. Used plunger lift to overcome the accumulation of liquid in gas wells, gas production can then increase significantly due to the successful removal of liquid accumulated by the plunger.

Keyword: Gas, liquid loading, plunger lift

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Terakumulasinya cairan dilubang sumur merupakan salah satu masalah dalam produksi sumur gas. Pada sumur gas biasanya menghasilkan gas alam yang memproduksi cairan, baik dalam bentuk air, dan kondensat (hidrokarbon) yang terbentuk dari uap gas. Ketika kecepatan aliran gas didalam sumur turun karena penurunan tekanan reservoir, daya dukung gas menurun (Guo et al., 2005). Cairan yang terakumulasi didalam sumur mengakibatkan terjadinya kolom cairan atau kolom fluida. Semakin tinggi kolom cairan maka akan semakin tinggi kehilangan tekanan di tubing. Keadaan ini nantinya yang akan mengakibatkan penurunan gas secara tajam. Hal ini disebabkan, tekanan reservoir tidak menyediakan energi yang cukup untuk mengangkat gas ke permukaan, karena terhambat oleh akumulasi cairan didalam sumur. Peristiwa ini biasanya disebut dengan istilah *liquid loading* (Suyudi et al., 2018).

Ketika *liquid loading* terjadi, tekanan reservoir menurun seiring dengan produksi, laju alir gas akan menurun dan kecepatannya tidak mampu lagi membawa *liquid* ke permukaan sehingga menumpuk didasar sumur, memberikan *back pressure*. Jika tekanan reservoir sama dengan *back pressure* akibat dari kolam *liquid*, maka akan mengakibatkan sumur akan mati. Akumulasi cairan didasar sumur juga akan menyebabkan saturasi cairan disekitar lubang sumur akan meningkat sehingga permeabilitas efektif gas akan berkurang dan menurunkan laju produksi gas yang akan menyebabkan menurunnya kecepatan aliran gas sehingga kondisi *liquid loading* semakin parah (J et al., 2017) .

Pada penelitian akan dilakukan analisis terjadinya *liquid loading* dan penanggulangan masalah produksi *liquid loading* sumur gas Y1 lapangan X. Peneliti menggunakan metode Turner et al untuk mengidentifikasi terjadinya *liquid loading* dan metode *plunger lift* untuk penanganannya. Dimana *plunger* baja dengan sebuah katup ditempatkan dalam rangkaian tubing. Pada bagian

bawah tubing adalah tempat pembuka dimana gas dan *liquid* dapat lewat kedalam tubing. Ketika *plunger* ditempatkan dibagian bawah tubing, tubing ditutup dan seluruh produksi melalui annulus. (produksi hulu, 2003).

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari proposal penelitian ini adalah:

1. Menganalisis *liquid loading* pada sumur Y1
2. Melakukan penanggulangan *liquid loading* dengan metode *plunger lift* dan melakukan perbandingan laju produksi gas sumur Y1 setelah dilakukan instalasi *plunger lift*.

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah diatas, manfaat penelitian yang diharapkan adalah sebagai berikut:

1. Bagi Penulis
 Penelitian ini mampu memenuhi Tugas Akhir penulis sebagai syarat kelulusan perkuliahan Sarjana Teknik, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau, dan hasil penelitian ini dapat menambah wawasan penulis.
2. Bagi Perusahaan
 Sebagai informasi atau data tambahan untuk mengidentifikasi *liquid loading* dan metode penanggulangannya.
3. Bagi Pihak Lain
 Penelitian ini berguna untuk menambah literatur pihak yang ingin mendapatkan informasi yang sama dengan permasalahan yang dibahas penulis dan sebagai bahan referensi bagi mahasiswa yang membutuhkan sebagai pedoman penulisan Tugas Akhir kedepannya.

1.4 Batasan Masalah

Permasalahan akan dibatasi dengan berfokus pada identifikasi terjadinya *liquid loading* pada sumur gas Y1 dan penanggulangan masalah produksi *liquid loading* dengan menggunakan metode *plunger lift* pada sumur Y1 lapangan x

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Salah satu sumber daya alam yang Allah SWT ciptakan dimuka bumi adalah minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak bisa diperbaharui, oleh karena itu pemanfaatan dan pemakaiannya harus bijaksana. Sumber daya alam ditujukan oleh Allah SWT untuk diserahkan pengelolaannya kepada manusia. Hal ini berdasarkan QS. Al-Baqarah (2) ayat 29: **Artinya:** *dan dialah Allah yang telah menciptakan bagi kalian apa-apa yang ada dibumi.* (QS. Al-Baqarah (2) :29)

Setiap orang yang mencari sumber daya alam tersebut harus mencari dengan cara yang adil, benar dan jujur, dengan cara yang telah ditetapkan Al-quran dan As-Sunnah (Atriani, 2019). Allah SWT telah menciptakan dengan tujuan yang benar sesuai dengan firmanNya:

Artinya: *“kami tiada menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada diantara keduanya melainkan dengan tujuan yang benar dan dalam waktu yang ditentukan”.* (Q.S Al Ahqaf :3)

Berdasarkan ayat-ayat diatas, manusia harusnya bersyukur dengan segala fasilitas sumber daya yang Allah berikan, dengan cara mencari dan menggunakan sumber daya tersebut dengan baik dan benar, serta memelihara alam yang telah diberikan karena hakikatnya semua yang ada dibumi hanyalah milik Allah SWT.

2.1 Natural Gas

Gas alam di sediakan sekitar 23% dari total pasokan energi dunia, dan pangsa itu akan mengalami peningkatan. Gas alam adalah bahan bakar fosil fasa gas yang tidak berwarna, tidak berbau, tidak berbentuk dan lebih ringan daripada udara. Saat dibakar gas mengeluarkan sekitar 1000 Btu/scf dan digunakan untuk aplikasi rumah tangga seperti pemanas ruangan, memasak dan untuk menghasilkan listrik (Wang, n.d.).

Gas didefinisikan sebagai fluida homogen dengan viskositas dan kepadatan yang rendah, tidak memiliki volume, tetapi bersifat mengembang untuk mengisi seluruh reservoirnya. Gas alam merupakan campuran dari gas

hidrokarbon dan gas non hidrokarbon. Gas hidrokarbon yang biasa ditemui dalam gas alam adalah metana, propana, butana, pentana, dan heksana dalam jumlah yang kecil. Sedangkan gas non hidrokarbon yaitu karbon dioksida, hidrogen sulfida, dan nitrogen (Tarekh Ahmad Edition, 1993).

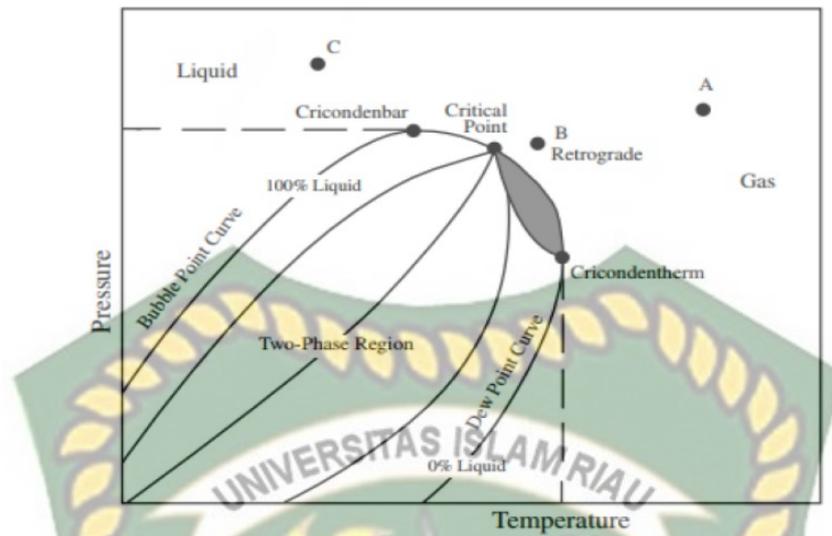
2.1.1 Komposisi Natural Gas dan Perilaku Fase Gas

Komposisi natural gas tergantung darimana dan dari jenis reservoir gas alam di produksi, komposisinya bervariasi dan umumnya mengandung yang terutama metana (CH₄) dengan penurunan jumlah etana (C₂H₆), Propana (C₃H₈), butana (C₄H₁₀), dan pentana (C₅H₁₂). Gas campuran juga mengandung gas non hidrokarbon seperti karbon dioksida (CO₂), oksigen (O₂), nitrogen (N₂), hidrogen sulfida (H₂S) dan gas langka seperti (Ar, He, Ne, Xe). Meskipun banyak komposisi dari natural gas, konsumen biasanya menggunakan metana murni (Maddox et al., 2010)

Tabel 2. 1 Molecular weights

Molecular Weights and Critical Properties of Pure Components of Natural Gases					
Compound	Chemical Composition	Symbol (for calculations)	Molecular Weight	Critical Pressure (psi)	Critical Temperature (°)R
Methane	CH ₄	C ₁	16.04	673	344
Ethane	C ₂ H ₆	C ₂	30.07	709	550
Propane	C ₃ H ₈	C ₃	44.09	618	666
<i>iso</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₄	58.12	530	733
<i>n</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄	58.12	551	766
<i>iso</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	<i>i</i> -C ₅	72.15	482	830
<i>n</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅	72.15	485	847
<i>n</i> -Hexane	C ₆ H ₁₄	<i>n</i> -C ₆	86.17	434	915
<i>n</i> -Heptane	C ₇ H ₁₆	<i>n</i> -C ₇	100.2	397	973
<i>n</i> -Octane	C ₈ H ₁₈	<i>n</i> -C ₈	114.2	361	1024
Nitrogen	N ₂	N ₂	28.02	492	227
Carbon dioxide	CO ₂	CO ₂	44.01	1072	548
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	H ₂ S	34.08	1306	673

Perilaku fasa gas adalah fungsi dari tekanan, suhu, dan volume. Hal ini sering di ilustrasikan dengan diagram PVT. Memahami perilaku fasa gas ini penting untuk pemulihan hidrokarbon dan prediksi produksi. Seperti yang ditunjukkan pada gambar 1:



Gambar 2. 1 Diagram fasa

- *Bubble Point Curve*- Kurva yang memisahkan fasa cairan murni (minyak) dari wilayah dua fasa yaitu gas alam dan minyak. Artinya garis dimana batas liquid mulai memperlihatkan gelembung udara pertama kali.
- *Dew Point-Curve*- Kurva yang memisahkan fasa gas murni dari wilayah dua fasa. Ini adalah titik-titik yang terhubung dari tekanan dan suhu dimana tetesan cairan yang pertama berbentuk dari fasa gas.
- *Critical Point*- Titik pada selubung fasa tempat kurva titik gelembung bertemu dengan kurva titik embun. Saat diberikan tekanan dan suhu, sifat gas identik dengan sifat cair. Tekanan dan suhu pada titik kritis disebut tekanan dan suhu kritis.
- *Crincondentherm*- Suhu maksimum dimana apabila telah melampauinya maka berapapun perubahan tekanan tidak akan mengubah fasa gas.
- *Crincondenbar* – Tekanan maksimum yang apabila tercapai dan melewatinya maka berapapun perubahan temperatur tidak akan merubah fasa liquid menjadi gas.

2.2 Reservoir Gas

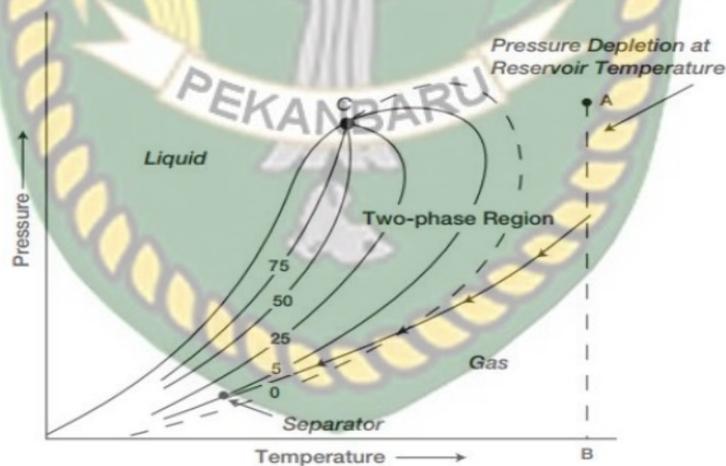
Jika temperatur reservoir berada diatas temperatur kritis sistem hidrokarbon, maka reservoir tersebut diklasifikasikan sebagai reservoir gas alam. Menurut fasanya, reservoir gas terbagi menjadi 4 kategori, yaitu reservoir gas

basah (*wet gas reservoir*), reservoir gas kering (*dry gas reservoir*), *retrograde gas* dan *near critical gas* (Tarekh Ahmad, 1993).

2.2.1 Wet Gas Reservoir

Fluida pada kondisi reservoir ini yaitu fasa gas dan tetap dalam fasa gas pada penurunan tekanan pada temperatur reservoir. Selama proses produksi di permukaan temperatur mengalami penurunan sehingga menyebabkan kondensasi di sistem pipa dan separator. Pada permukaan dihasilkan campuran dua fasa, yang mengandung molekul-molekul hidrokarbon tingkat menengah. Pada tipe ini temperatur reservoir melebihi *cricondentherm* sistem hidrokarbon (Canyon Hydro et al., 2013). Identifikasi ciri fisik dari wet gas reservoir ini adalah:

- *Gas Oil Ratio* (GOR): menghasilkan GOR sangat tinggi, yaitu sekitar 60.000-100.000 SCF/STB.
- *Stok Tank Gravity* (API): menghasilkan stok tank gravity diatas 60°API
- Berwarna bening
- Pada kondisi separator, tekanan dan temperatur separator berada pada wilayah dua fasa.

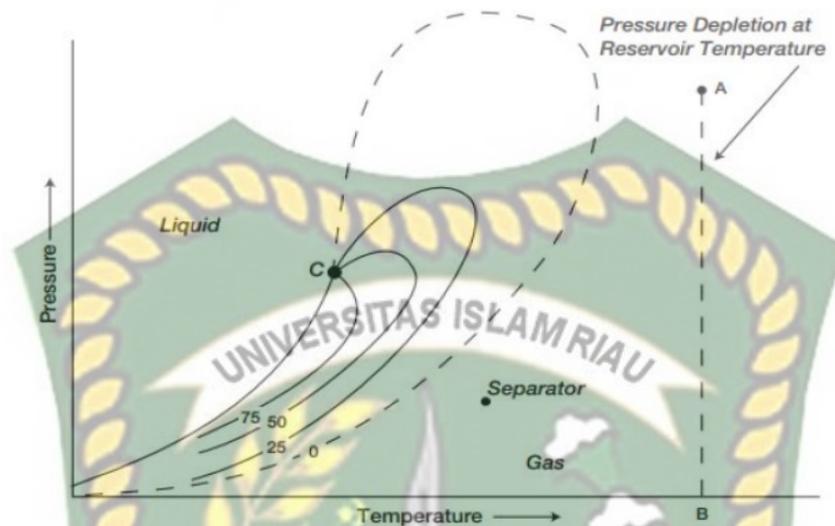


Gambar 2.2 Diagram fasa *wet gas* ((Tarekh Ahmad Edition, 1993)

2.2.2 Dry Gas Reservoir

Dry gas adalah suatu jenis gas yang komposisi utamanya adalah sekitar +/- 97% metana. Campuran hidrokarbon ini berbentuk gas, baik di reservoir maupun di fasilitas permukaan. *Dry gas reservoir* memiliki *gas oil ratio* (GOR) lebih besar dari 100.000 SCF/STB. Energi kinetis dari campuran ini sangat tinggi dan

gaya tarik menarik antar molekul sangat kecil sehingga tidak ada liquid yang bergabung pada kondisi temperatur dan tekanan di *stock tank*.

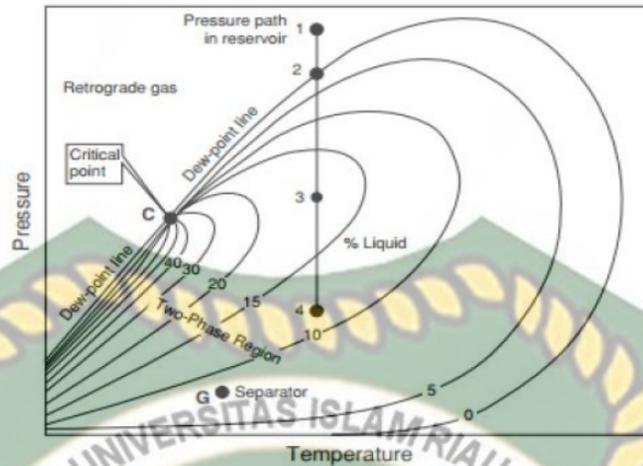


Gambar 2.3 Diagram fasa *dry gas*

2.2.3 Retrograde Gas-Condensate Reservoir

Jika temperatur reservoir T berada diantar temperatur kritis T_c dan *cricondentherm* T_{ct} dari fluida reservoir, maka dapat diklasifikasikan menjadi reservoir *retrograde gas-condensate*. Kategori reservoir ini merupakan tipe akumulasi hidrokarbon yang unik dimana kelakuan termodinamika dari fluida reservoir mengendalikan faktor pada pengembangan dan proses deplesi dari reservoir. Saat tekanan menurun pada jenis ini, bukannya mengembang (jika berupa gas) atau menguap (jika berbentuk cair) seperti yang diharapkan, jenis ini menguap bukan terkondensasi. Karakteristik fisik pada jenis ini adalah:

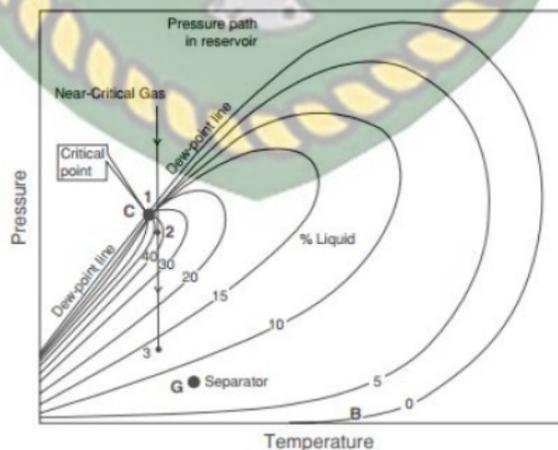
- *Gas Oil Ratio* (GOR) 8.000-70.000 SCF/STB. Umumnya GOR untuk system kondensat meningkat seiring berjalannya waktu dikarenakan adanya *liquid drop-out* dan hilangnya komponen berat pada *liquid*.
- *Stock Tank Gravity* kondensat diatas 50°API.
- Liquid pada kondisi *stock tank* berwarna bening atau sedikit berwarna.



Gambar 2.4 Diagram fasa *retrograde gas*

2.2.4 Near- Critical Gas-Condensate

Jika temperatur reservoir mendekati temperatur kritis hidrokarbon tersebut di klasifikasikan sebagai *near critical gas-condensate*. Perilaku volumetrik gas alam kategori ini di deskripsikan melalui penurunan tekanan *isothermal*. Kelakuan ini dapat disuguhkan berdasarkan fakta beberapa *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 penguapan normal.

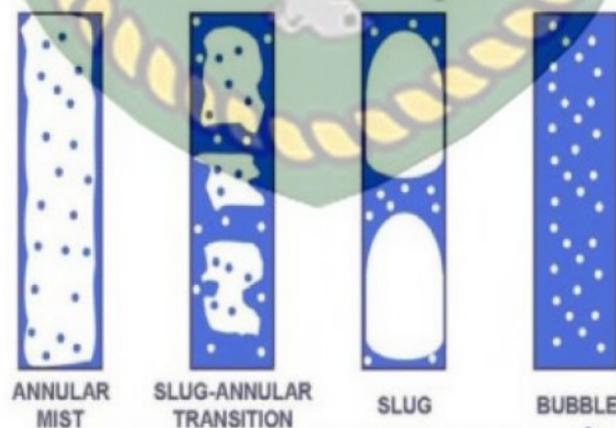


Gambar 2.5 Diagram fasa *near-critical gas*

2.3 Liquid Loading

Liquid loading telah diakui sebagai salah satu masalah dalam produksi gas selama bertahun-tahun. *Liquid loading* adalah ketidakmampuan sumur gas untuk mengangkat cairan yang dihasilkan dari lubang sumur. Jika *liquid* terakumulasi di dasar sumur akan menyebabkan menurunnya laju alir sumur, bahkan menyebabkan sumur mati atau harus ditutup. Oleh karena itu diperlukan untuk mengidentifikasi *liquid loading* dan metode yang tepat dan efisien untuk mengatasi masalah *liquid loading* (Sankar & Arul, 2019).

Liquid loading dapat muncul dengan sendirinya sebagai masalah untuk sumur bertekanan tinggi atau sumur bertekanan rendah. Perbedaannya tergantung pada ukuran tubing string, tekanan permukaan, jumlah dan kepadatan cairan yang dihasilkan bersama dengan gas (Herrera Marcano et al., 2009). Untuk memahami masalah *liquid loading* dengan benar dan mengatasi secara efektif, harus dipahami bagaimana cairan dan gas mengalir bersama ke atas dalam rangkaian produksi sumur. Konsep ini disebut “aliran multifasa”. Aliran multifasa pada dasarnya merupakan fenomena aliran yang menunjukkan adanya lebih dari satu fasa mengalir melalui media yaitu media string produksi dari sumur gas. Aliran multifasa biasanya di wakili oleh 4 aliran utama, yaitu *bubble flow*, *slug flow*, *transition flow*, *annular-misti flow* (Lea et al., 2004).



Gambar 2.6 Dasar aliran multifasa dasar sumur

- *Bubble flow*: hampir seluruh tubingnya di isi dengan cairan. Ada gas bebas sebagai gelembung kecil naik didalam cairan. Kontak cairan permukaan dinding dan gelembung hanya berfungsi hanya untuk mengurangi kepadatan.
- *Slug flow*: gelembung gas mengembang saat naik dan bergabung menjadi gelembung yang lebih besar, lalu *slug*. Baik gas maupun cairan mempengaruhi gradiasi tekanan.
- *Slug-annular transition*: aliran berubah dari fasa cair kontinu ke fasa gas kontinu. Gas mendominasi gradien tekanan tetapi cairan lebih signifikan.
- *Annular-mist*: fasa gas kontinu dan sebagian besar cairan tertahan di gas sebagai kabut.

2.3.1 Konsep Liquid Loading

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, gas yang merupakan fasa dominan pada awalnya di dalam sumur akan terbawa cairan yang dihasilkan di reservoir ke permukaan selama kecepatan gasnya cukup tinggi untuk mengangkat cairan ke permukaan. Kecepatan gas yang tinggi akan menyebabkan *mist flow* pada sumur tempat cairan berada tersebar di gas. Dan ini berarti cairan didalam sumur akan relatif rendah terhadap gas sehingga tidak akan menumpuk *downhole*. Ini akan menghasilkan tekanan gradien rendah didalam sumur karena gas lebih banyak dibanding cairan. Pada titik ini, ketika sumur mengalir dengan laju gas tinggi, kehilangan tekanan gesekan akan tinggi juga. Kehilangan tekanan ini tidak akan menjadi masalah besar, karena persentase cairan lebih rendah dibandingkan dengan gas. Saat kecepatan gas turun seiring waktu, maka cairan yang terbawa bersama gas akan turun dan menumpuk di dalam sumur, menyebabkan komponen gradient tekanan meningkat. Karena gradien tekanan tinggi berarti tekanan hidrostatik di dalam sumur tinggi, tekanan reservoir akan jauh lebih besar dari tekanan *downhole* itu sendiri dan ini akan menyebabkan penurunan laju gas dan produksi gas yang berkurang. Laju gas yang turun, cairan akan lebih banyak terakumulasi dan menyebabkan sumur berhenti berproduksi pada akhirnya.

2.3.2 Sumber Cairan

Seperti yang diketahui permasalahan yang biasa terjadi pada sumur gas adalah *liquid loading*, oleh karena itu penting untuk mengetahui sumber dari

cairan. Cairan ini mungkin berupa air bebas, kondensat air atau kondensat hidrokarbon. Cairan yang dihasilkan bersama dengan gas mungkin memiliki beberapa sumber tergantung pada kondisi dan jenis reservoir dari mana gas diproduksi:

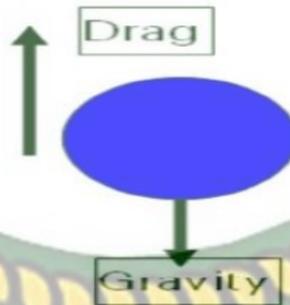
- a. Air akibat adanya water coning dari zona akuifer dibawah zona produktif
- b. Air atau kondensat yang masuk ke dalam lubang sumur dalam fasa uap dan terkondensasi menjadi cairan.
- c. Hidrokarbon kondensat
- d. Air produksi dari zona lain
- e. Air formasi bebas yang ikut terproduksi dengan gas

2.3.4 Prediksi *Liquid Loading*

Liquid loading tidak selalu mudah diidentifikasi, karena saat pemuatan terjadi, sumur mungkin masih memproduksi dalam jumlah yang signifikan. Pendekatan yang paling banyak digunakan dan diterima secara umum untuk memprediksi *liquid loading* adalah untuk mengevaluasi “laju aliran kritis” yang didefinisikan sebagai kecepatan aliran minimum yang diperlukan untuk mengangkat cairan keluar dari sumur. Laju gas dibawah laju aliran kritis menyebabkan tetesan cairan jatuh dan terakumulasi *downhole* yang menyebabkan penurunan produksi sumur dan akhirnya sumur mati. Ekspresi empiris yang paling disukai dan banyak digunakan dalam dunia perminyakan adalah metode Turner et al (Liu et al., 2017).

2.3.4.1 Metode Turner

Turner, Hubbard, dan Dukler mengusulkan 2 model untuk memprediksi cairan sumur gas. Pertama, gerakan *liquid* di sepanjang dinding pipa dan kedua, tetesan *liquid* yang terperangkap didalam inti gas kecepatan tinggi. Turner et al menggunakan data lapangan untuk memvalidasi masing-masing dari model dan menyimpulkan bahwa model *entrained droplet* bisa lebih baik memprediksi tingkat minimum yang diperlukan untuk mengangkat liquid dari sumur gas. Turner mengembangkan persamaan sederhana untuk memprediksi *critical velocity* untuk memprediksi sumur vertikal dengan mengasumsikan droplet model (Nallaparaju, 2012).



Gambar 2.7 ilustrasi model droplet turner

Persamaan teoritis untuk kecepatan untuk mengangkat liquid droplet:

$$V_t = \frac{1,593^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ ft/sec} \quad (1)$$

Berdasarkan data lapangan yang dipelajari oleh Turner et al, dimana tekanan *wellhead* biasanya lebih besar dari 1000 psi, Turner et al mengajukan penyesuaian 20% lebih besar dari harga perhitungan untuk menyesuaikan dengan data lapangan, sehingga:

Untuk cairan berupa kondensat:

$$v_{c \text{ cond}} = 4.043 \frac{(45 - 00031P)^{1/4}}{(00031P)^{1/2}} \text{ ft/sec} \quad (2)$$

Untuk cairan berupa air:

$$V_{c \text{ water}} = 5.321 \frac{(67 - 00031P)^{1/4}}{00031P^{1/2}} \text{ ft/sec} \quad (3)$$

$$V_{c \text{ water}} = 5.62 \frac{(67 - 00031P)^{1/4}}{00031P^{1/2}} \text{ ft/sec} \quad (4)$$

Tabel 2.2 dibawah ini merupakan beberapa peneliti yang telah menyarankan ekspresi modifikasi berbeda yang berasal dari model Turner.

Tabel 2. 2 Review Persamaan Turner

Authors	Modifications of Turner correlation
Turner <i>et al.</i> , 1969	Created the widely accepted Turner equation
Coleman <i>et al.</i> , 1991	Suggested not to use the 20% correction factor for low pressure gas wells
Nosseir <i>et al.</i> , 2000	Considered influences from different flow regimes
Li <i>et al.</i> , 2002	Involved the droplets' shape
Veeken <i>et al.</i> , 2003	Defined the concept of Turner ratio
Guo <i>et al.</i> , 2006	Took the minimum required kinetic energy of gas flow into account
Belfroid <i>et al.</i> , 2008	Concerned with the effects due to wellbore inclination
Sutton <i>et al.</i> , 2010	Used more realistic PVT properties
Zhou and Yuan, 2010	Included the liquid droplet concentration in gas wells
Veeken <i>et al.</i> , 2010	Designed a specific expression for offshore gas wells
Luan and He, 2012	Comprised droplets rollover in the gas rising process

Alasan mengapa metode Turner yang paling populer adalah karena semua parameter yang dibutuhkan dalam persamaan prediktif dapat dengan mudah diperoleh di kepala sumur, yang merupakan kemudahan bagi operator lapangan. Dengan cara ini, operator dapat menghindari kesulitan dalam memperoleh data *bottomhole* dan dengan demikian menekan biaya operasional. Dalam prakteknya, ketika korelasi Turner “teoritis” adalah diterapkan pada sumur gas tertentu, koefisien umumnya diperlukan untuk menyesuaikan persamaan yang lebih sesuai di lapangan tertentu. Hal ini menunjukkan bahwa pada metode Turner juga ada ketidakpastian yang melekat di dunia global penerapan metode Turner tersebut. Turner, dkk. menjelaskan bahwa pembalikan tetesan cairan terutama bertanggung jawab untuk permulaan *liquid loading*, karena lebih cocok dengan data lapangan yang digunakan. Asumsi ini pun jadi teoritis paling signifikan dari korelasi Turner konvensional (Pujiwidodo, 2016).

2.3.5 Laju Kritis

Laju alir kritis juga merupakan parameter yang mempengaruhi terjadinya *liquid loading*. Untuk mempertahankan tekanan reservoir suatu sumur adalah dengan melakukan produksi sumur tersebut dibawah laju alir kritis (Musnal, A n.d).

Laju alir gas minimum untuk menghindari terjadinya *liquid loading* dihitung dengan persamaan:

$$Q_{gc} = \frac{3.06PAV_g}{(T+460)Z} \quad (5)$$

$$A = \frac{(\pi)dt^2}{4 \times 144} \quad (6)$$

Dimana:

T = Temperatur permukaan, °F

V_g = Kecepatan gas. Ft/sec

Z = Faktor kompresibilitas gas, fraksi

P = Tekanan alir dikepala sumur, Psi

A = Luas area saluran, ft²

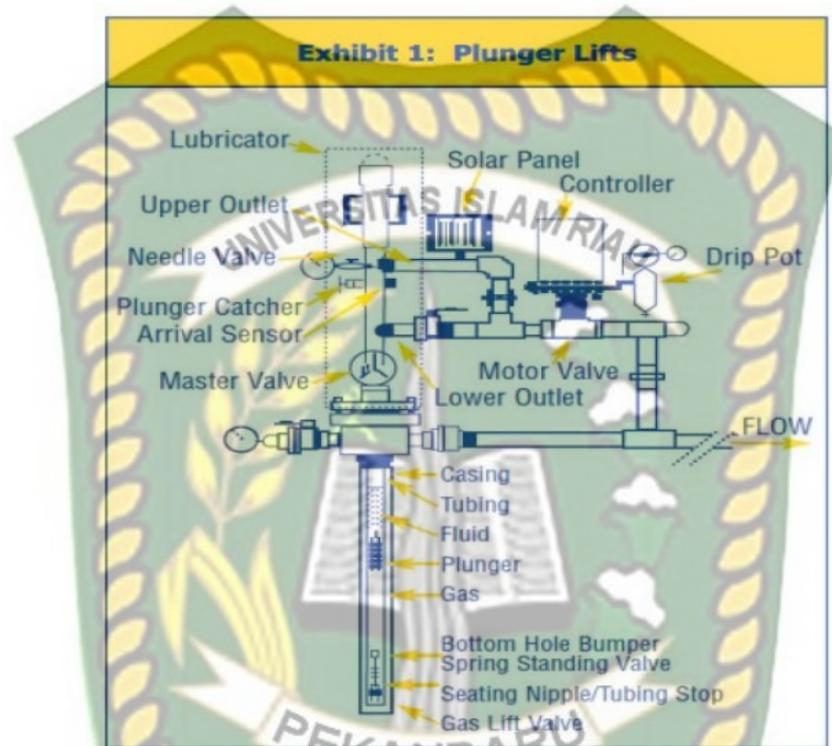
dt = ID tubing, inch

2.3.6 Metode Penanggulangan *Liquid Loading*

Pada penulisan ini, penulis menggunakan metode *plunger lift* untuk penanggulangan masalah *liquid loading* sumur gas Y1 lapangan X. *Plunger lift* adalah salah satu teknologi pengangkatan pendorong sumur gas yang paling banyak dan berhasil digunakan. *Plunger* adalah piston yang digerakkan oleh energi sumur itu sendiri. Sistem pengangkatan *plunger* menggunakan penumpukan tekanan gas di dalam sumur untuk mengangkat kolom akumulasi cairan keluar dari sumur. Pada dasarnya sistem pengangkat *plunger* menggunakan sebuah *plunger* yang bergerak ke atas dan ke bawah didalam tubing untuk mengangkat cairan (Park et al., 2009).

Plunger adalah sebuah alat jenis piston dengan sebuah katup ditempatkan di dalam rangkaian tubing. Pada bagian bawah tubing adalah tempat dimana gas dan liquid dapat lewat ke dalam tubing. Ketika *plunger* ditempatkan pada bagian bawah tubing, tubing di tutup dan seluruh produksi melalui annulus. Selama periode penutupan tubing, *plunger* berada di bagian bawah pada rakitan pegas, tekanan gas terakumulasi di annulus dan cairan menumpuk di bagian bawah pipa.

Setelah jangka waktu tertentu, tekanan casing naik dan energinya tersimpan di dalam annulus untuk menggerakkan *plunger* dan liquid di atas *plunger* hingga ke permukaan. Sebuah katup (*motor valve*) digunakan untuk mengontrol siklus laju alir *plunger* (di atur oleh waktu) (Gasbarri, 1996).

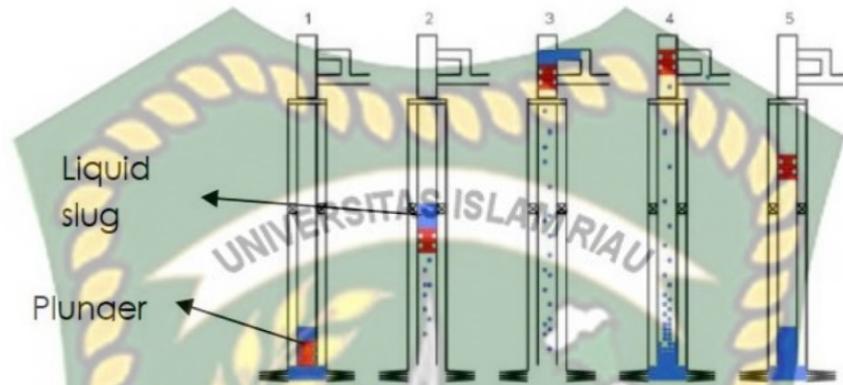


Gambar 2.8 Instalasi *plunger lift* pada sumur gas

Langkah-langkah pengoperasian tipikal sistem *plunger lift* (Summary et al., n.d.):

- *Plunger* bertumpu pada pegas bumper lubang bawah terletak di dasar sumur.
- Untuk membalikkan penurunan produksi gas, sumur tersebut ditutup di permukaan oleh pengontrol otomatis.
- Saat *plunger* di angkat ke permukaan, gas dan akumulasi cairan di atas aliran *plunger* outlet atas dan bawah.
- *Plunger* di tangkap di pelumas, terletak di seberang outlet pelumas atas.
- Gas yang mengangkat *plunger* mengalir melalui outlet bawah ke jalur penjualan.

- Setelah aliran gas di stabilkan, pengontrol otomatis melepaskan *plunger*, menjatuhkannya kembali pipa.
- Siklus berulang



Gambar 2.9 Skematik operasi *plunger lift*

Pada skema 1 sumur di tutup, tekanan di dalam casing annulus-tubing terbentuk. Pada sketsa 2 sumur di buka, dan plunger mengangkat fluida yang telah terkumpul di atasnya ke permukaan. *Fallback* cairan di cegah oleh tubulensi gas di area jarak antara pipa dan *plunger*. Plunger di dorong ke permukaan oleh energi sumur itu sendiri yang telah menumpuk selama periode penghentian. Setelah plunger tiba di permukaan (sketsa3), gas mulai di produksi sampai sumur di isi dengan cairan (sketsa 4). Pada sketsa 5 sumur kembali di tutup dan plunger dilepaskan. Plunger jatuh ke sumur dan melewati cairan. Cukup sekali tekanan lagi, siklus dimulai lagi (Musnal, 2018).

Sistem *plunger* bagus untuk mengeluarkan cairan di sumur gas jika sumurnya sudah mencukupi GLR dan tekanannya cukup untuk mengangkat *plunger* dan *liquid slug*. Untuk menerapkan sistem *plunger* ada persyaratan khusus tambahan atau batasan. Sumur harus menghasilkan setidaknya 400 scf/bbl per 800 kaki kedalaman, artinya rasio gas-cair diperlukan untuk menerapkan sistem *plunger*. Batasan yang lainnya adalah sumur harus memiliki tekanan *shut-in* 1.5 dari garis tekanan penjualan.

2.3.7 State of The Art

Penelitian dengan judul “Perkiraan *Liquid Loading* Sumur Gas Melalui Integrasi Sistem Reservoir, Sumur, dan Pipa Produksi” oleh Muhammad akmal pada tahun 2010 menggunakan persamaan Turner dan persamaan Nossier untuk menentukan waktu mulai terjadinya *liquid loading* untuk suatu reservoir dan sistem sumur hipotetik. Penentuan dan perkiraan tersebut dapat dilakukan dengan mensimulasi komponen reservoir dan sumur secara terintegrasi. Model yang terintegrasi ini merupakan keterpaduan antara model reservoir dengan model sistem sumur sampai ke separator menggunakan perangkat lunak ECLIPSE, PIPESIME, dan FPT yang merupakan software penggabung ECLIPSE dan PIPESIME. Perkiraan waktu terjadi *liquid loading* dengan membandingkan laju alir gas dari hasil perhitungan FPT dan laju alir gas Turner dan Nossier. Pada penelitian ini, mengacu pada persamaan Turner tidak terjadi *liquid loading*. Sedangkan pada persamaan Nossier terjadi *liquid loading* pada hari ke 2419. Pada hari tersebut laju alir gas dari hasil perhitungan PFT sebesar 6.79 MMSCFD dan laju alir gas minimum 8.01 MMSCFD(Akmal, Muhammad 2010).

Penelitian yang dilakukan oleh Muhammad Febri K.J dengan judul “Analisa *Liquid Loading* Pada Sumur Gas FJRN-1” di tahun 2017 menggunakan metode analisa dengan cara melihat sejarah produksi sumur, melihat produksi *liquid* sumur, pendekatan numerik dengan rumus Turner dan Coleman dan membaca Interpretasi dari alat EMR pada tahun 2014, 2015 dan 2016. Penelitian tersebut mendapatkan hasil bahwa berdasarkan grafik *pressure gradient* secara tajam di tahun 2014 dan 2015 dan tidak terjadi lagi pada tahun 2016. Walaupun terjadi kenaikan pada tahun 2016 namun kenaikan tersebut masih dalam kondisi fluida gas yang berarti pada tahun 2016 *liquid loading* yang sempat terjadi di tahun 2014 dan 2015 telah hilang. Pada analisa sejarah produksi sudah terindikasikan terjadinya *liquid loading* pada sumur gas FJRN-1 dikarenakan pola grafik yang fluktuatif. Analisa laju alir kritis melalui rumus Turner masih terindikasikan terjadinya *liquid loading* karena laju alir Turner diatas dari laju alir sebenarnya. Namun pada Coleman laju alir kritis dibawah laju sebenarnya, sehingga sumur gas FJRN-1 lebih cocok menggunakan pendekatan persamaan Coleman(J et al., 2017).

Penelitian dengan judul “Penanggulangan *Liquid Loading* dengan Uji Laboratorium Injeksi *Foamer Chemical* Pada Sumur S1 dan S2 Lapangan X” oleh Cesthita Drestanta pada tahun 2018 menggunakan metode injeksi *foamer chemical* untuk mengubah bahan kimia menjadi busa. Dengan densitas busa yang sangat kecil maka busa akan terangkat kepermukaan sehingga tidak ada lagi cairan yang menghalangi produksi gas. Peneliti melakukan analisis laboratorium untuk menentukan berapa dosis *foamer chemical* yang perlu di injeksikan untuk mengangkat cairan yang ada pada masing-masing sumur. Analisis labor yang dilakukan peneliti adalah *dynamic foaming test* dan *blender test*. Hasil uji laboratorium menunjukkan bahwa konsentrasi *foamer chemical* yang tepat untuk di injeksikan pada sumur S1 adalah 16000 ppm pada skala laboratorium, sedangkan untuk sumur S2 adalah 16000 pada skala laboratorium. Setelah dilakukan perhitungan dari data hasil analisis laboratorium, sumur S1 membutuhkan 79,4liter *foamer chemical* untuk mengangkat 78% liquid. Sedangkan sumur S2 membutuhkan 201 liter *foamer chemical* untuk mengangkat 66% liquid(Trisakti, 2018).

Penelitian dengan judul “Perkiraan Waktu *Shut in* Pada Sumur Gas Cyclic Pada Lapangan Cakrawala Menggunakan Persamaan Earlougher” oleh Salmaraisa Estri Suyudi pada tahun 2018 menggunakan metode *well cycling* untuk menanggulangi masalah liquid loading pada sumur gas cyclic. Penulis menganalisis bagaimana cara mengoptimasikan waktu *shut-in* pada sumur gas cyclic, dengan menggunakan persamaan Earlougher untuk menghitung estimasi waktu periode pada *infinite acting*. Setelah dilakukannya analisa dan perhitungan oleh penulis, hasil yang didapatkan dari data lapangan, maka didapatkan waktu *shut-in* dari seluruh lapangan dalam satu bulan selama 97 hari. Sedangkan hasil yang didapat menggunakan persamaan Earlougher, didapatkan waktu *shut-in* sekitar 3 hari. Konsep yang digunakan pada sumur cyclic ini adalah dengan menutup sumur agar cairan didalam terakumulasi kembali ke dalam formasi dan tekanan meningkat, sehingga sumur dapat di produksikan kembali (Suyudi et al., 2018).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metode penelitian yang akan digunakan pada sumur Y1 lapangan X ini adalah penelitian kualitatif dengan studi literatur yang berhubungan dengan analisis *liquid loading* dan penanggulangannya yaitu dengan mengumpulkan informasi data sekunder mengenai data-data sumur, data produksi dalam bentuk buku-buku literatur, jurnal-jurnal, thesis, serta tugas akhir dan modul-modul lainnya yang berkaitan dengan *liquid loading* dan *plunger lift*.

3.2 Perhitungan dan Analisis Data

Ada beberapa hal yang perlu dilakukan untuk menganalisis *liquid loading*, yaitu: Turner model, Coleman Model, LI's model, Nossier model, dll. Namun pada penulisan ini, penulis menggunakan metode Turner dengan penyesuaian 20% lebih besar dari harga perhitungan untuk menyelaraskan dengan data lapangan yang digunakan untuk menganalisis *liquid loading* pada sumur Y1 lapangan X.

Perolehan data dari sejumlah paper yang menunjang data berdasarkan perhitungan yang dilakukan (Gasbarri & Wiggins, 2001; Hashmi et al., 2016, 2016; Sask et al., 2010; Zhu et al., 2019).

3.2.1 Data Yang Dibutuhkan

1. Data penunjang:

- Specific gravity gas
- Diameter pipa, d (inc)
- Temperatur, (°F)
- Tekanan dikepala sumur, Pwh (Psi)
- Ukuran Tubing

2. Untuk cairan berupa air, menggunakan nilai $\sigma = 60$ dyne/cm, $\rho_l = 67$ lbm/ft

$$V_c \text{ water} = 5.321 \frac{(67-00031P)^{1/4}}{(00031P)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

$$V_c \text{ gas} = 5.62 \frac{(67-00031P)^{1/4}}{(00031P)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Untuk cairan berupa kondensat, menggunakan $\sigma = 20 \text{ dyne/cm}$, $\rho_l = 45 \text{ lbm/ft}$

$$V_c \text{ cond} = 4.043 \frac{(45-00031P)^{1/4}}{(00031P)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Dimana:

$V_c \text{ water}$ = kecepatan kritis air, ft/sec

$V_c \text{ kon}$ = kecepatan kritis kondensat, ft/sec

P = Tekanan dikepala sumur, Psi

3. Hitung luas Area saluran

$$A = \frac{\pi}{4} d^2$$

4. Hitung laju alir minimum

$$Q_g = \frac{3.06PV_g A}{TZ}$$

Dimana:

T = Temperatur permukaan, °F

V_g = Kecepatan gas, ft/sec

Z = Faktor kompresibilitas gas, fraksi

A = Tekanan alir dikepala sumur, Psi

dt = ID tubing

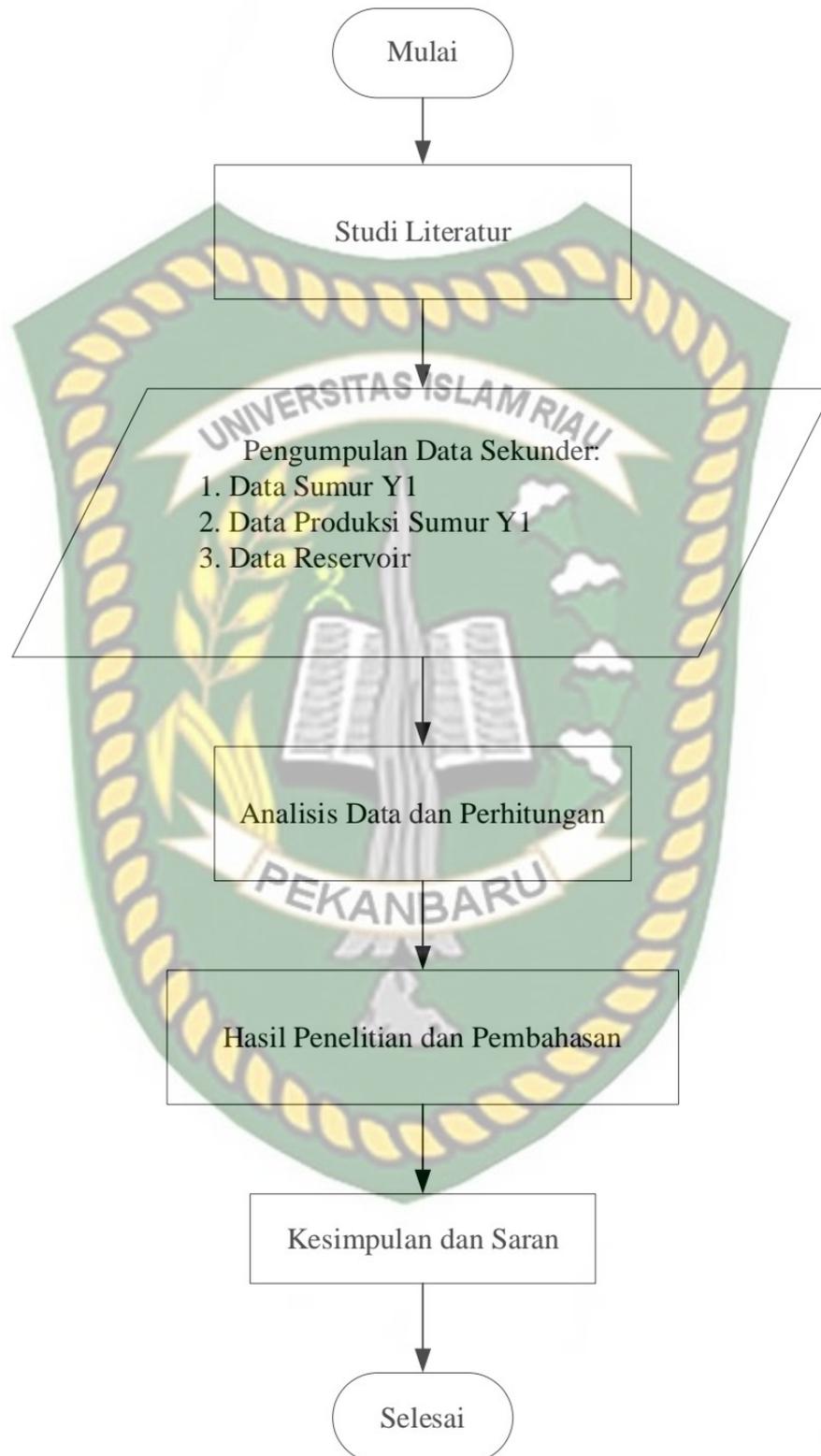
Plunger lift sistem merupakan salah satu metode untuk meningkatkan produksi gas yang turun akibat *liquid loading*, menjadi alternative yang hemat biaya karena tidak memerlukan sumber energi dari luar, *plunger* bekerja untuk mengurangi *fallback liquid slug* saat mereka naik dengan tekanan gas diatasnya(O, Divyakumar. GARg, 2004). *Plunger lift* adalah solusi *liquid loading*

yang menggunakan energi reservoir gas untuk menghasilkan cairan yang dikumpulkan di *bottomhole*. *Plunger* adalah jenis piston yang bergerak bebas di tubing string dan sesuai dengan diameter dalam pipa. *Plunger* bergerak ke atas ketika tekanan sumur cukup untuk mengangkat dan bergerak kembali kebawah karena gaya gravitasi. Instalasi *plunger* beroperasi sebagai siklus siklik ketika tekanan sumur dibangun selama penutupan dan mengalir ketika tekanan cukup untuk diangkat. Selama periode penutupan, *plunger* berada di bagian bawah pada rakitan pegas, tekanan gas terakumulasi di annulus dan cairan menumpuk di dasar tubing. Tekanan yang terakumulasi dalam annulus tergantung pada parameter yang berbeda seperti periode penutupan, tekanan reservoir dan permeabilitas batuan reservoir. *Plunger lift* adalah salah satu metode pengangkatan buatan dengan biaya yang rendah, efisiensi tinggi untuk sumur gas terutama digunakan untuk sumur yang memiliki *gas liquid ratio* (GLR) yang tinggi (Junior & Simonelli, 2018).

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

3.3 Flow Chart



3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang terhitung dari bulan juni sampai dengan agustus tahun 2021. Adapun jadwal kegiatan yang akan dilakukan selama penelitian ini dapat dilihat pada table dibawah ini:

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

TAHAP PENELITIAN	TAHUN 2021											
	Agustus				September				Oktober			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Pengumpulan data												
Tahapan pengolahan data												
Analisis dan pembahasan												
Laporan penelitian												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini membahas tentang masalah yang terjadi di sumur produksi gas, yaitu *liquid loading*. Istilah ini merujuk pada proses produksi yang terjadi di sumur gas yang juga ikut memproduksi *liquid* ke permukaan, produksi *liquid* ini membuat kecepatan aliran produksi sumur gas perlahan menurun diakibatkan adanya akumulasi *liquid* bahkan membuat sumur gas menjadi tidak ekonomis untuk diproduksi. Oleh karena itu, berikut akan dibahas analisis *liquid loading* yang terjadi pada sumur produksi gas Y1 dan penanggulangannya menggunakan metode *plunger lift*.

Sumur gas Y1 adalah sumur gas yang sedang berproduksi dengan laju alir gas sebesar 0.69 MMSCFD. Sumur ini terus berproduksi hingga pada tahun 2014 terlihat adanya penurunan produksi gas dan produksi *liquid* semakin banyak ikut terproduksi. Hal ini harus segera ditindaklanjuti karena penurunan produksi gas yang sudah semakin besar, untuk itu perlu dilakukannya perhitungan dan analisis pada *liquid loading* di sumur Y1. Dalam penanganan *liquid loading* salah satunya dapat menggunakan *plunger lift*, sebuah alat *artificial lift* yang bekerja terus menerus untuk memproduksi *liquid*.

Untuk menentukan ada atau tidak terjadinya *liquid loading* dapat diketahui dengan sejumlah cara, yaitu kecepatan kritikal, simtom lapangan, dan tekanan *wireline* survei untuk mengetahui *liquid level* pada sumur. Ketiga cara ini kemudian dikembangkan lagi hingga mendapatkan suatu analisis yang memang menunjukkan benar adanya terjadi *liquid loading*.

Sumur gas Y1 mempunyai tekanan kepala sumur sebesar 348 psia dengan ukuran tubing ID 3.83. Temperatur kepala sumur 105 °F dan SG gas 0.9. Kemudian dihitung laju alir minimum gas dengan persamaan Turner:

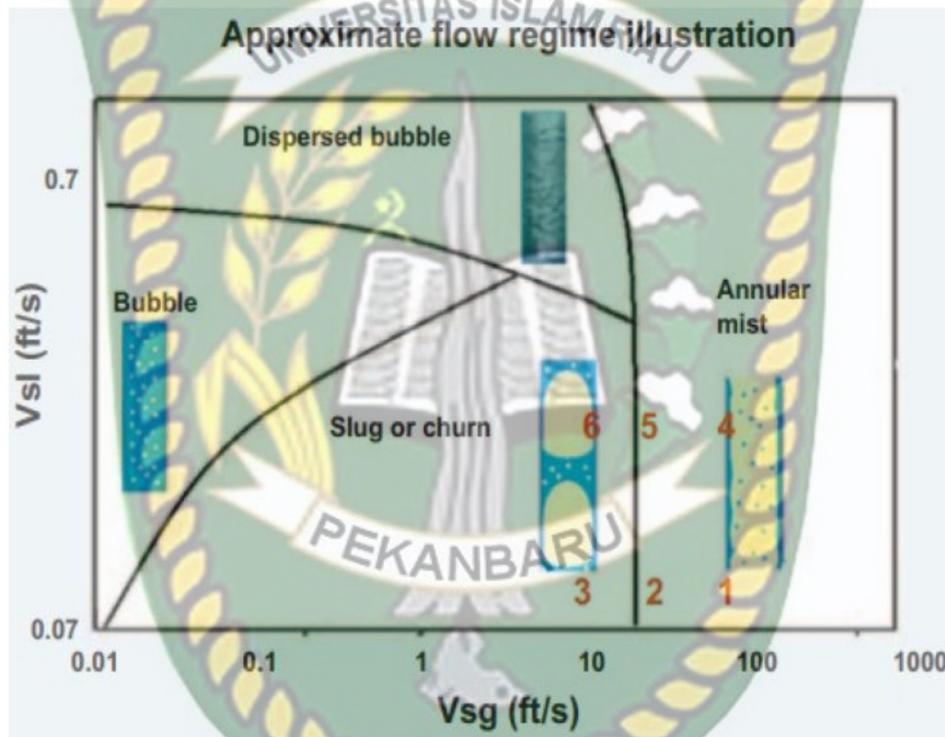
$$V_{c\ gas} = \frac{5.62(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} = 15.42\ ft/s$$

Dengan $P = 348\ psia$, $T = 105\ ^\circ F$, $SG\ gas = 0.9$ didapatkan $z = 0.88$

$$A = \frac{\pi}{4}d^2 = 0.08\ ft^2$$

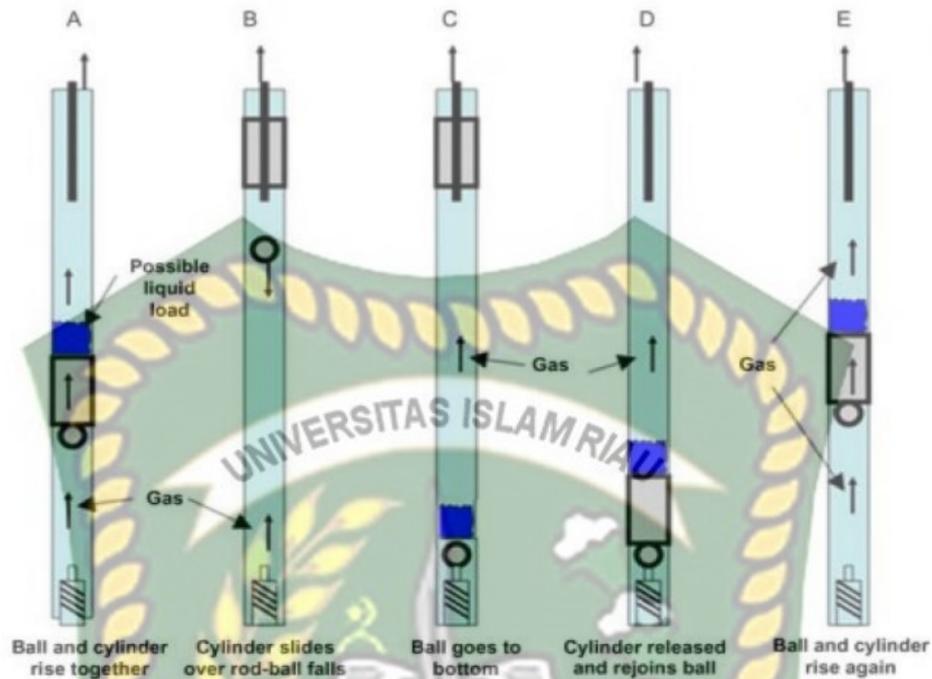
$$Q_g = \frac{3.06pV_c \text{ gas}A}{T_z} = 2.6 \text{ MMSCFD}$$

Didapatkan laju alir gas kritis adalah 2.6 MMSCFD, karena laju alir sumur produksi gas Y1 menunjukkan produksi gas sebesar 0.69 MMSCFD, sudah dapat dipastikan terjadi *liquid loading*. Sumur gas Y1 dapat dikategorikan sebagai jenis yang ketiga, yaitu laju alir produksi dibawah laju alir kritis. Untuk mencegah *liquid loading* terjadi semakin besar digunakan *artificial lift* yang pada penelitian ini menggunakan *plunger lift*.



Gambar 4.1 Perkiraan Kemungkinan Bentuk *Flow Regime*

Berdasarkan Gambar 4.1 dapat dilihat bagaimana ilustrasi kemungkinan *flow regime* di suatu sumur gas saat *liquid* juga ikut terproduksi. Dari hasil perhitungan sebelumnya, laju kritikal gas sebesar 15.42 ft/s. Dapat dilihat bentuk *flow regime* yang mungkin adalah *annular mist* atau berupa butiran – butiran *liquid* yang masih didominasi gas, namun karena kecilnya kecepatan kritikal gas ini berpotensi akan semakin terus menurun hingga terjadi *slug*. Jika sudah masuk ke tahap ini harus segera cepat diatasi karena sumur produksi gas berpotensi akan menjadi *bubble* atau *dispersed bubble* bahkan tidak berproduksi gas sama sekali.



Gambar 4.2 Siklus Berkelanjutan *plunger*

Berdasarkan Gambar 4.2 dapat dilihat bagaimana siklus yang terjadi pada *plunger*. Mulai dari turunnya *plunger* untuk mengangkat fluida lalu naik kemudian turun lagi untuk membawa fluida Kembali ke atas. Kegiatan ini terus dilakukan demi mengurangi akumulasi *liquid* di sumur produksi gas.

Pada sumur gas Y1 dengan *flow regime* kira kira *annular mist* menggunakan *plunger lift* untuk mengurangi jumlah *liquid* yang terakumulasi di sumur gas. Dengan menggunakan data di bawah ini, dapat dihitung bagaimana implementasi penggunaan *plunger*.

Tabel 4.1 Data Perhitungan

Variable	Value	Unit
Gas Rate	690	103 ft ³ /day
Liquid Rate	20	bbl/day
Liquid Gradient	0.45	psi/ft
ID of Prod Tubing (Dip)	1.995	in
OD of the Prod Tubing (Dec)	2.375	in
ID of Casing (Dic)	4.56	in
Depth to Plunger (D)	4500	ft
Tubing Head Pressure (Pt)	100	psi
Available Pressure	800	psi
Pressure in Reservoir	1200	psi
Gas compressibility factor in average tubing (Z)	0.88	
Average Temperature (Tavg)	105	oF
Plunger Weight (Wp)	20	lbf
Plunger Falling Velocity in Gas (Vfg)	500	ft/min
Plunger Falling Velocity in Liquid (Vfl)	200	ft/min
Plunger Rising Velocity (Vr)	1200	ft/min
Slug Volume	2	bbl

Setelah dilakukan perhitungan, didapatkan nilai Q_{lmax} (*maximum liquid production rate*) sebesar 1.6 bbl/day dan minimum GLR pada aktivitas *plunger* 1868.83. Pada prosesnya *plunger* ini melakukan *cycles* maksimalnya sebanyak 3.2 cycle/day. Oleh karena itu, dengan menggunakan *plunger* ini meningkatkan produksi gas sebesar 2990.13 ft³/day sehingga jika dijumlahkan dengan sesudah menggunakan *plunger* menjadi 692990.13 ft³/day. Penggunaan *plunger* pada sumur gas ini terbilang efektif walaupun masih rendahnya pengangkatan *liquid* ke permukaan. Pergerakan kecepatan *plunger* baik saat proses mengangkat ataupun jatuh (*fall*) lebih lambat dari parameter normal pengangkatan. Hal ini disebabkan sejumlah tekanan pada sumur itu rendah sehingga menyebabkan kecepatan *plunger* juga lambat dan tekanan yang diberikan oleh gas saat mengalir juga tinggi yang mengakibatkan ketika *plunger* jatuh (*fall*) kecepatan *plunger* melambat.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilaksanakan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan, kesimpulan tersebut antara lain sebagai berikut:

1. Analisis pada sumur gas Y1, *Liquid loading* terakumulasi di sumur gas Y1 diakibatkan penurunan produksi gas hingga menjadi 0.69 MMSCFD yang berada di bawah laju alir gas kritis 2.6 MMSCFD. Berdasarkan kecepatan kritikan gas sebesar 15.42 ft/s dapat diketahui jenis *flow regime* adalah *annular mist*.
2. Penggunaan *plunger* efektif mengurangi *liquid loading*, dengan produksi *liquid* ke permukaan sebesar 1.6 bbl/day, maksimal *cycle* sebesar 3.2 *cycle/day* meningkatkan produksi gas sebesar 2990.13 ft³/day menjadi 692990.13 ft³/day.

5.2 Saran

Dikarenakan penelitian ini masih memiliki kekurangan, maka diharapkan kepada peneliti selanjutnya untuk dapat melakukan metode penanggulangan lain selain *plunger lift* untuk melihat seberapa besar pengaruh peningkatan produksi gas sumur gas Y1 seperti *chemical injection*, *gas lift*, dan lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Akhir, T., & Akmal, M. (2010). *Integrasi Sistem Reservoir , Sumur , dan Pipa Produksi Perkiraan Liquid Loading Sumur Gas Melalui.*
- Atriani, A. (2019). *PRAKTIK PENGELOLAAN MINYAK BUMI MENURUT HUKUM POSITIF DAN HUKUM ISLAM (Studi di Desa Muara Punjung Kecamatan Babat Toman Kabupaten Musi Banyuasin).*
- Canyon Hydro, et all (2013). We are IntechOpen , the world ' s leading publisher of Open Access books Built by scientists , for scientists TOP 1 % . *Intech*, 32(July), 137–144.
- Gasbarri, S. (1996). *Development of a plunger lift model for gas wells.*
- Gasbarri, S., & Wiggins, M. L. (2001). A Dynamic Plunger Lift Model for Gas Wells. *SPE Production and Facilities*, 16(2), 89–96.
- Guo, B., Ghalambor, A., & Xu, C. (2005). A systematic approach to predicting liquid loading in gas wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Production Operations Symposium 2005, POS 2005, 1*, 1–9.
- Hashmi, G. M., Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (2016). Design of plunger lift for gas wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition 2016, October*, 25–27.
- Herrera Marcano, T., Cachada, A., Rocha-santos, T., Duarte, A. C., & Roongtanakiat, N. (2009). *OVERVIEW OF SOLUTIONS TO PREVENT LIQUID-LOADING PROBLEMS IN GAS WELLS A.*
- J, M. F. K., Kartoatmodjo, R. S. T., & Wati, K. F. (2017). *ANALISA LIQUID LOADING PADA SUMUR GAS FJRN-1.* 179–182.
- Junior, J. M. D. J., & Simonelli, G. (2018). *Open Access Conventional Plunger Lift Designusing Excel ®American Journal of Engineering Research (AJER).* 10, 255–263.

- Lea, J. F., U, T. T., & Nickens, H. V. (2004). Solving Gas Well Liquid Problem. *Distinguished Author Series, April*, 30–36.
- Liu, X., Falcone, G., & Teodoriu, C. (2017). *Liquid Loading in Gas Wells : from Core-Scale Transient Measurements to Coupled Field-Scale Simulations I Introduction*. 157(August), 1056–1066.
- Maddox, R. N., Moshfeghian, M., Ldol, J. D., & Johannes, A. H. (2010). Natural Gas : Natural Gas : *The New York Times*, May, 27–30. <https://doi.org/10.5772/9804>
- Musnal, A. (2018). *Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan*. 1–8.
- Nallaparaju, Y. (2012). Prediction of Liquid Loading. *9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*, p--446.
- O, Divyakumar. GARg, B. . (2004). *new modeling techniques for two-pieces plunger lift components*.
- Park, H. Y., Falcone, G., & Teodoriu, C. (2009). Decision matrix for liquid loading in gas wells for cost/benefit analyses of lifting options. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1(3), 72–83.
- produksi hulu, M. (2003). : *PENANGGULANGAN : Liquid Loading Dalam Sumur Gas*. 62.
- Pujiwidodo, D. (2016). *Gas Well Liquid Loading Onset and Plunger Lift Modeling*. III(2), 2016.
- 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.
- Sask, D., Kola, D., & Tuftin, T. (2010). *Challenges Challenges to Liquid Unloading in Horizontal Wells Check Valve Limitations in Horizontal*

Wells Plunger Efficiencies in Horizontal Wells.

- Summary, E., Background, T., & Benefits, E. (n.d.). *Lessons Learned Installing Plunger Lift Systems In Gas Wells.*
- Suyudi, S. E., Kasmungin, S., Fajarwati, K., Jurusan, M., Perminyakan, T., Trisakti, U., Skripsi, P., Perminyakan, T., Trisakti, U., Cyclic, S., Earlougher, P., & Up, P. B. (2018). *PERKIRAAN WAKTU SHUT IN PADA SUMUR GAS CYCLIC PADA*. 735–740.
- Tarekh AHmad Edition, T. (1993). Reservoir Engineering. In *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Vol. Sigma.*
- Teknik, S., & Trisakti, U. (2018). *penanggulangan liquid loading.*
- Wang, X. (n.d.). *Advanced Natural Gas Engineering.*
- Zhu, J., Cao, G., Tian, W., Zhao, Q., Zhu, H., Song, J., Peng, J., Lin, Z., & Zhang, H. Q. (2019). Improved data mining for production diagnosis of gas wells with plunger lift through dynamic simulations. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Septe.*