

**ANALISIS EFEK *SOUNDSPEED* TERHADAP  
KEAKURATAN PENGUKURAN LAJU ALIR GAS PADA  
*ULTRASONIC GAS FLOWMETER (UFM)***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**BIMANTARA PRAYOGO**

**NPM 133210323**

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2019**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Bimantara Prayogo

NPM : 133210323

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Efek *Soundspeed* Terhadap Keakuratan Pengukuran Laju Alir Gas Pada *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Telah berhasil dipertabankan 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 : Richa Melysa, ST., MT (.....)

Pembimbing II : M. Ariyon, ST., MT (.....)

Penguji I : Novrianti, ST., MT (.....)

Penguji II : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 21 Desember 2019

Disahkan Oleh:



DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK

Dr. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT., MS., TR

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. ENG. MUSLIM, MT

## 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, Desember 2019

Bimantara Prayogo

133210323

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Richa Melysa, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 dan M.Ariyon, ST., MT selaku dosen Pembimbing 2 yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Pihak PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (MPAS) yang telah memberikan kesempatan untuk melakukan penelitian.
3. Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Dr.Eng.Muslim,MT dan sekretaris prodi Novrianti, S.T, M.T serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Sabahat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Desember 2019

Bimantara Prayogo

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR LAMPIRAN .....	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
DAFTAR SIMBOL.....	xiii
ABSTRAK .....	xiv
<i>ABSTRACT</i> .....	xv
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 BATASAN MASALAH .....	3
1.4 METODOLOGI PENELITIAN .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 <i>ACCULFLOW MULTIPHASE FLOWMETER (MPFM)</i> .....	5
2.1.1 <i>Multiphase Flow Regime</i> .....	7
2.1.2 <i>Mode Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM)</i> .....	9
2.1.3 <i>Komponen Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM)</i> .....	10
2.1.4 <i>Kelebihan Dan Kekurangan Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM)</i> .....	14
2.2 <i>METODE WELL TESTING</i> .....	15

2.2.1	<i>Manual Well Testing</i> .....	15
2.2.2	<i>Semi-Automatic</i> .....	15
2.2.3	<i>Automatic</i> .....	15
2.3	<b>ULTRASONIC GAS FLOWMETER (UFM)</b> .....	16
2.3.1	<i>Gelombang Suara Pada Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)</i> .	16
2.3.2	<i>Transducer Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)</i> .....	17
2.3.3	<i>Prinsip Kerja Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)</i> .....	17
2.3.4	<i>Masalah Umum pada Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)</i> ....	21
2.3.5	<i>Kelebihan Dan Kekurangan Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)</i> .....	22
2.4	<b>RESERVOIR GAS</b> .....	23
2.4.1	<i>Retrograde Gas-Condensate</i> .....	23
2.4.2	<i>Near-Critical Gas-Condensate</i> .....	24
2.4.3	<i>Wet Gas</i> .....	25
2.4.4	<i>Dry Gas</i> .....	26
2.4.5	<i>Faktor Yang Mempengaruhi Laju Alir Gas Di Flowline</i> .....	27
<b>BAB III TINJAUAN LAPANGAN</b> .....		28
3.1	<b>SEJARAH LAPANGAN BP</b> .....	28
3.2	<b>STATIGRAFI LAPANGAN BP</b> .....	29
3.3	<b>STRUKTUR GEOLOGI</b> .....	32
3.4	<b>KARAKTERISTIK RESERVOIR</b> .....	33
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....		35
4.1	<b>SPEKIFIKASI ULTRASONIC GAS FLOWMETER (UFM)</b> .....	35
4.2	<b>PURGING</b> .....	36
4.3	<b>TESTING</b> .....	37
4.4	<b>DATA WELL TESTING</b> .....	37
4.5	<b>PARAMETER PEMBACAAN ULTRASONIC GAS FLOWMETER (UFM)</b> .....	38
4.5.1	<i>Soundspeed</i> .....	38
4.5.2	<i>Velocity (Kecepatan Aliran)</i> .....	39

4.5.3	Suhu .....	40
4.5.4	Tekanan .....	40
4.6	ANALISIS SUMUR BP#13 GAS KERING ( <i>DRY GAS</i> ) .....	41
4.6.1	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Pressure</i> .....	41
4.6.2	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Temperature</i> .....	42
4.6.3	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Velocity</i> .....	43
4.6.4	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Soundspeed</i> .....	43
4.7	ANALISIS SUMUR BP#11 GAS BASAH ( <i>WET GAS</i> ) .....	44
4.7.1	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Pressure</i> .....	44
4.7.2	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Temperature</i> .....	45
4.7.3	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Velocity</i> .....	46
4.7.4	Analisis <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Soundspeed</i> .....	47
4.8	ANALISIS PARAMETER YANG BERPENGARUH TERHADAP PERUBAHAN LAJU ALIR GAS .....	48
4.8.1	Rata – Rata Perubahan <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Pressure</i> Dan <i>Velocity</i> Pada Sumur Gas BP#13 ( <i>Dry Gas</i> ) .....	48
4.8.2	Rata – Rata Perubahan <i>Gas Flowrate</i> Terhadap <i>Pressure</i> Dan <i>Velocity</i> Pada Sumur Gas BP#11 ( <i>Wet Gas</i> ) .....	49
4.9	ANALISIS KEAKURATAN PENGUKURAN LAJU ALIR GAS .....	50
4.9.1	<i>Gas Well BP#13 (Dry Gas)</i> .....	50
4.9.2	<i>Gas Well BP#11 (Wet Gas)</i> .....	52
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>54</b>
5.1	KESIMPULAN .....	54
5.2	SARAN .....	55
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>56</b>
<b>LAMPIRAN I .....</b>		<b>59</b>
A.	PERHITUNGAN PADA ALIRAN GAS KERING .....	59
B.	PERHITUNGAN PADA ALIRAN GAS BASAH .....	70

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1. 1</b>	Diagram Alir Tugas Akhir.....	4
<b>Gambar 2. 1</b>	Proses Aliran Fluida di Unit MPFM.....	6
<b>Gambar 2. 2</b>	<i>Flow Regime In Vertical Flow</i> .....	7
<b>Gambar 2. 3</b>	<i>Flow Regime In Horizontal Flow</i> .....	8
<b>Gambar 2. 4</b>	<i>Multiphase Flow Regime</i> .....	9
<b>Gambar 2. 5</b>	Separator .....	10
<b>Gambar 2. 6</b>	<i>Level Control Valve</i> .....	11
<b>Gambar 2. 7</b>	<i>Pressure Transmitter</i> .....	11
<b>Gambar 2. 8</b>	<i>Temprature Transmitter</i> .....	12
<b>Gambar 2. 9</b>	<i>Programmable logic controller (PLC) System</i> .....	12
<b>Gambar 2. 10</b>	<i>Software Human Machine Interface</i> .....	13
<b>Gambar 2. 11</b>	<i>Micromotion corolis mass flowmeter</i> .....	13
<b>Gambar 2. 12</b>	<i>Ultrasonic Gas Flowmeter single path</i> .....	14
<b>Gambar 2. 13</b>	<i>Ultrasonic Gas Flowmeter waktu tempuh</i> .....	16
<b>Gambar 2. 14</b>	<i>Ultrasonic efek doppler</i> .....	18
<b>Gambar 2. 15</b>	<i>Churn Flow Pada GLCC</i> .....	19
<b>Gambar 2. 16</b>	<i>Annular Flow Pada GLCC</i> .....	19
<b>Gambar 2. 17</b>	Diagram fasa <i>retrograde gas-condensate</i> .....	24
<b>Gambar 2. 18</b>	Diagram fasa <i>Near-Critical gas-condensate</i> .....	25
<b>Gambar 2. 19</b>	Diagram fasa <i>wet gas</i> .....	26
<b>Gambar 2. 20</b>	Diagram daftar asa <i>dry gas</i> .....	26
<b>Gambar 3. 1</b>	Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian .....	30

<b>Gambar 3. 2</b>	Posisi Lapangan BP di daerah Sub-Cekungan Aman Tengah (Cekungan Sumatra Tengah).....	33
<b>Gambar 4. 1</b>	<i>Gas Flowrate Vs Time</i> .....	33
<b>Gambar 4. 2</b>	<i>Gas Flowrate vs Pressure</i> .....	37
<b>Gambar 4. 3</b>	<i>Gas flowrate vs temprature</i> .....	38
<b>Gambar 4. 4</b>	<i>Gas flowrate vs Velocity</i> .....	39
<b>Gambar 4. 5</b>	<i>Gas Flowrate vs Soundspeed</i> .....	40
<b>Gambar 4. 6</b>	<i>Gas Flowrate vs Pressure</i> .....	40
<b>Gambar 4. 7</b>	<i>Gas flowrate vs temprature</i> .....	41
<b>Gambar 4. 8</b>	<i>Gas flowrate vs Velocity</i> .....	42
<b>Gambar 4. 9</b>	<i>Gas Flowrate vs Soundspeed</i> .....	43

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4.1</b> Data <i>Well Test</i> Sumur Gas.....	34
<b>Tabel 4.2</b> Nilai Rata-Rata Parameter Pada Sumur Gas BP#13.....	48
<b>Tabel 4.3</b> Perubahan Laju Alir Gas Terhadap <i>Velocity</i> Dan <i>Pressure</i> .....	49
<b>Tabel 4.4</b> Nilai Rata-Rata Parameter Pada Sumur Gas BP#11.....	49
<b>Tabel 4.5</b> Perubahan Laju Alir Gas Terhadap <i>Velocity</i> Dan <i>Pressure</i> .....	49
<b>Tabel 4.6</b> <i>Gas Flowrate</i> Pada <i>Gas Well</i> BP#13.....	51
<b>Tabel 4.7</b> <i>Gas Flowrate</i> Pada <i>Gas Well</i> BP#11.....	53

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I Perhitungan Pada Aliran Gas Kering  
LAMPIRAN II Perhitungan Pada Aliran Gas Basah



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SINGKATAN

UFM	<i>Ultrasonic Gas Flowmeter</i>
MPFM	<i>Multiphase Flowmeter</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
P	<i>Pressure</i>
T	<i>Temperature</i>
V	<i>Velocity</i>
ID	<i>Inner Diameter</i>
C	<i>Soundspeed</i>
L	<i>Long Path UFM</i>
A	Luas Penampang
T <sub>downstream</sub>	<i>Soundspeed ke hilir</i>
T <sub>upstream</sub>	<i>Soundspeed ke hulu</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid per Day</i>
MSCFD	<i>Million Standart Cubic Feet per Day</i>

## DAFTAR SIMBOL

$\theta$  Angle (sudut)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

**ANALISIS EFEK *SOUNDSPEED* TERHADAP KEAKURATAN  
PENGUKURAN LAJU ALIR GAS PADA *ULTRASONIC GAS FLOWMETER*  
(UFM)**

**BIMANTARA PRAYOGO  
133210323**

**ABSTRAK**

Analisis keakuratan alat ukur dalam industri perminyakan sangat penting untuk dianalisis karena akan sangat berperan penting untuk mengetahui banyaknya jumlah fluida yang mengalir setiap harinya (BFPD). Fungsi alat ukur umumnya hanya dapat mengukur satu fasa fluida (*single phase*) yang mengalir di dalam pipa produksi, namun pada pengukuran pada unit *accuflow multiphase flowmeter* (MPFM) dapat mengukur aliran fluida *multiphase* (gas dan *liquid*). Pengukuran laju alir gas pada *accuflow multiphase flowmeter* (MPFM) dilakukan menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM), dari pembacaan aliran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) didapatkan parameter tekanan (P) suhu (T) *velocity* (v) dan *soundspeed*.

Pada pengukuran aliran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) parameter *soundspeed* berperan sebagai acuan apakah *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) berfungsi dengan baik atau tidak, karena nilai *soundspeed* sangat sensitif terhadap perubahan profil aliran gas di dalam pipa. Analisis dari nilai *soundspeed* hanya dilakukan pada aliran gas pada *gas well* dan tidak dilakukan pada *oil well* dengan tujuan agar pembacaan dari *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) lebih akurat karena tidak ada kontaminasi *liquid* yang ikut terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) atau disebut dengan *liquid carry over*. Profil aliran gas pada setiap *gas well* yang berbeda akan mendapatkan parameter yang berbeda pula.

Penelitian yang dilakukan pada *gas well* BP#13 dengan aliran gas kering (*dry gas*) dan *gas well* BP#11 dengan aliran gas basah (*wet gas*) didapatkan hasil untuk dilakukan analisis terhadap parameter yang berpengaruh pada pembacaan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) terhadap laju alir gas dan menarik kesimpulan dari hasil yang didapatkan. Berdasarkan hasil penelitian parameter yang berpengaruh terhadap perubahan laju alir gas kering dan gas basah pada kandidat *gas well* yang diuji adalah parameter tekanan dan *velocity*. Pembacaan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) pada kandidat *gas well* yang diuji dikatakan akurat dengan rata-rata selisih pengukuran laju alir gas yang terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) dan perhitungan secara manual tidak lebih dari 1%, pada aliran gas basah (BP#11) memiliki selisih yang lebih kecil yaitu 0,62% dibandingkan dengan laju alir gas kering (BP#13) 0,96 %.

**Kata kunci :** *Liquid carry-over, Multiphase Flow, Soundspeed, Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM), Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM), Velocity.*

**ANALYSIS SOUNDSPEED EFFECT TO ACCURACY OF MEASUREMENT  
OF FLOWRATE GAS ON ULTRASONIC GAS FLOWMETER (UFM)**

**BIMANTARA PRAYOGO**  
**133210323**

**ABSTRACT**

*Analysis of the accuracy of measuring instruments in the petroleum industry is very important to analyze because it will be very important to know the amount of fluid flowing every day (BFPD). The function of the measuring instrument generally can only measure one phase of fluid (single phase) that flows in the production pipe, but on the measurement unit accuflow multiphase flowmeter (MPFM) can measure multiphase fluid flow (gas and liquid). Measurement of gas flow rate on accuflow multiphase flowmeter (MPFM) is carried out using ultrasonic gas flowmeter (UFM), from the reading of gas flow using ultrasonic gas flowmeter (UFM) the pressure parameters (P) temperature (T) velocity (v) and soundspeed are obtained.*

*In measuring gas flow using ultrasonic gas flowmeter (UFM) the soundspeed parameter acts as a reference whether the ultrasonic gas flowmeter (UFM) functions properly or not, because the soundspeed value is very sensitive to changes in the profile of the gas flow in the pipe. Analysis of the value of soundspeed is only carried out on the gas flow in the gas well and is not carried out on the oil well with the aim that the reading of the ultrasonic gas flowmeter (UFM) is more accurate because there is no liquid contamination which is read by the ultrasonic gas flowmeter (UFM) or called liquid carry over. Gas flow profiles for each different gas well will get different parameters.*

*Research conducted on BP # 13 gas well with dry gas flow and BP # 11 gas well with wet gas flow obtained results for analysis of the parameters that affect the reading of ultrasonic gas flowmeter (UFM) on the rate gas flow and draw conclusions from the results obtained. Based on the results of research parameters that affect the changes in the flow rate of dry gas and wet gas in the gas well candidates tested are the pressure and velocity parameters. The reading of the gas flow rate on the ultrasonic gas flowmeter (UFM) on the tested gas well candidates is said to be accurate with the average difference in measurement of the gas flow rate that is read by the ultrasonic gas flowmeter (UFM) and the manual calculation of no more than 1%, on gas flow wet (BP # 11) has a smaller difference of 0.62% compared to dry gas flow rate (BP # 13) 0.96%.*

**Keywords:** *Liquid carry-over, Multiphase Flow, Soundspeed, Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM), Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM), Velocity.*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Keakuratan instrument alat ukur laju alir merupakan suatu hal yang penting untuk diperhatikan diindustri perminyakan baik untuk aliran *liquid* (minyak dan air) ataupun aliran gas. Volume *liquid* dapat dihitung dengan jumlah yang terkumpul di stasiun pengumpul (*gathering station*) namun gas berbeda dengan *liquid* karena gas bersifat *compressible* sehingga tidak dapat ditampung untuk kemudian diukur karena volume gas dapat berubah-ubah terhadap variabel jumlah zat mol, suhu dan tekanan (Abdasaah, 1998). Sehingga untuk menghitung laju alir gas harus dilakukan langsung pada saat gas tersebut mengalir dari sumur. *Ultrasonic gas flowmeter (UFM)* digunakan untuk mengukur *hydrocarbon* gas yang di dalam pengaplikasiannya memerlukan jarak yang lebar (*turn-down-ratio*), laju aliran yang sangat tinggi atau laju aliran sangat rendah, minim gesekan, akurasi tinggi atau banyak kombinasi lain yang digunakan untuk pengukuran pada aliran gas *low pressure* hingga *super high pressure* (Derr, 2011). *Ultrasonic gas flowmeter (UFM)* adalah jenis meteran gas yang ada pada unit *accuflow multiphase flowmeter (MPFM)* dengan prinsip kerja menggunakan gelombang suara ultrasonik, kalkulasi perhitungan laju alir gas umumnya memerlukan data lapangan yang cukup banyak mulai dari *pressure (P)*, *temperature (T)*, *pressure well head (Pwh)*, *pressure well flow (Pwf)*, *pressure reservoir (Pr)* dan sebagainya.

Bila dibandingkan dengan alat ukur laju alir gas yang lain (plat orifis, coriolis, turbin meter) *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* memiliki beberapa kelebihan karena tidak menimbulkan penurunan tekanan, biaya perawatan murah, bisa digunakan untuk pipa berukuran besar dan akurasi yang lebih tinggi (Amri, Wiranata, Fitria, Michael, & Kurniadi, 2015). Alasan mengapa *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* dipilih sebagai meteran gas berdasarkan kelebihan di atas dan tidak membutuhkan parameter lainnya yang berada dibawah permukaan untuk

perhitungan laju aliran gas karena *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* hanya memerlukan gelombang suara ultrasonik yang dipancarkan oleh dua *transducer* yang juga berfungsi sebagai *receiver* yang dipasang di *flowline* dan menciptakan jalur akustik, lalu gelombang suara ultrasonik tersebut dihitung *transite time* nya saat melewati gas yang mengalir di dalam *flowline*, besar atau kecil nya nilai kecepatan gelombang suara ultrasonik (*speed of sound*) tergantung pada profil gas yang mengalir. Untuk aliran gas perubahan tekanan secara signifikan dipengaruhi oleh densitas dan temperature, sehingga dalam aliran *compressible* kecepatan suara merupakan acuan yang sangat penting dalam menggambarkan bagaimana aliran fluida menimbulkan gangguan dan perubahan terhadap keadaan aliran secara menyeluruh (Ghurri, 2015), namun ada beberapa faktor yang mempengaruhi keakuratan pembacaan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* yaitu fenomena *liquid carry-over* atau ikut terbawanya fasa *liquid* ke dalam gas hingga naik ke atas sehingga pembacaan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* terganggu, ditandai dengan naiknya nilai *speed of sound* >1500 ft/s.

Dari pernyataan diatas penulis akan membahas keakuratan pengukuran laju alir gas berdasarkan nilai *speed of sound*, apakah pada kandidat sumur yang di uji bebas dari fenomena *liquid carry-over* sehingga pembacaan laju alir gas tidak akurat atau tidak sesuai dengan kenyataannya dan juga akan dibahas parameter apa saja yang akan mempengaruhi perubahan laju alir gas yang terbaca pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisa faktor dan parameter yang berpengaruh terhadap keakuratan dan perubahan laju alir gas yang terbaca pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.
2. Menganalisa keakuratan pembacaan laju alir gas berdasarkan nilai *speed of sound (c)* yang didapatkan pada tiap profil aliran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.

### 1.3 Batasan Masalah

Agar penelitian ini terarah maka penelitian ini difokuskan pada:

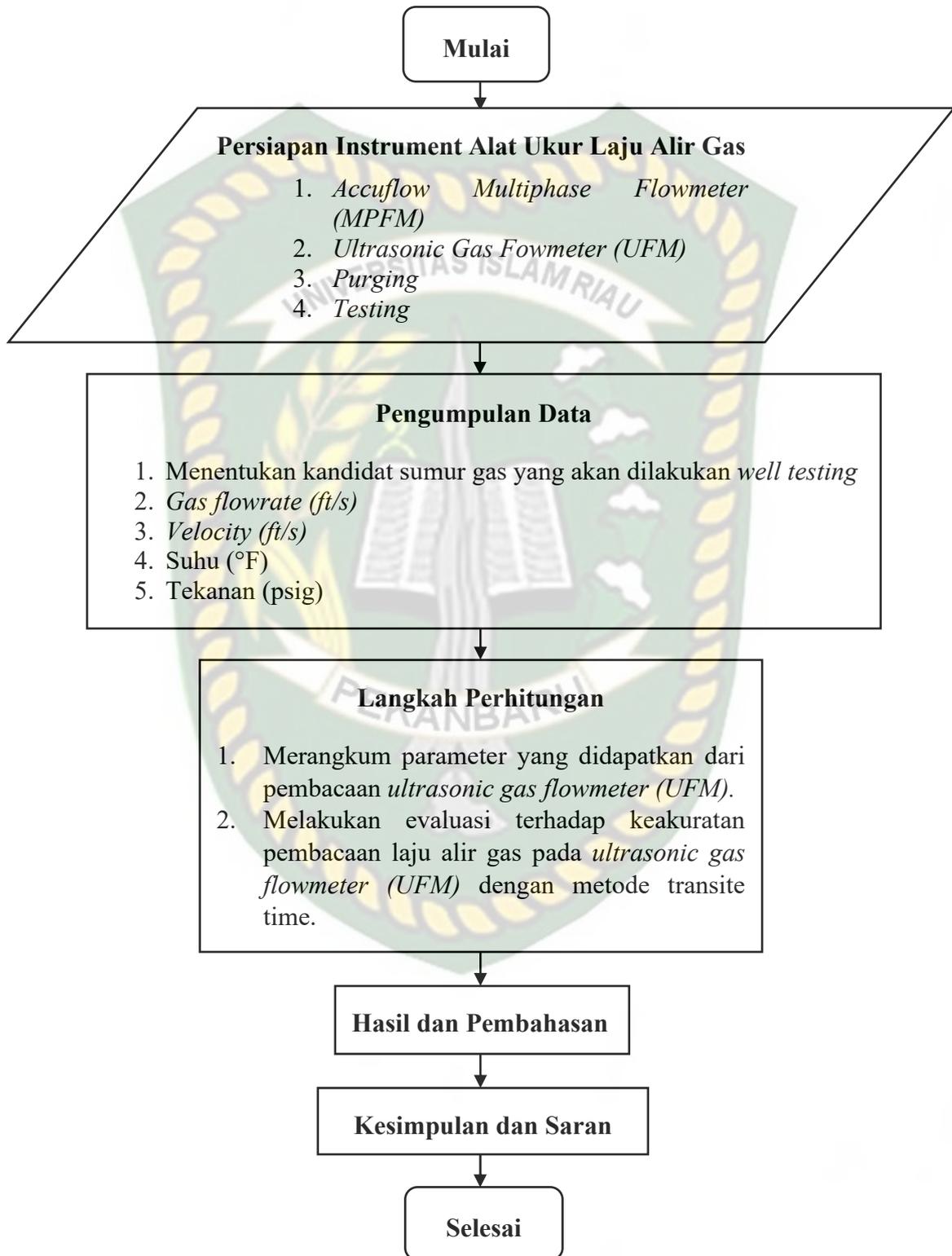
1. Penelitian hanya membahas sumur gas (*gas well*) produksi yang aktif.
2. Parameter yang digunakan adalah laju alir gas (mscfd), *Velocity* (ft/s), *soundspeed* (ft/s), temprature (°f), tekanan (psig).
3. Penelitian akan menganalisa keakuratan pengukuran laju alir gas berdasarkan nilai *soundspeed* (*c*) yang didapatkan pada setiap profil aliran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM).

### 1.4 Metodologi Penelitian

Adapun metodologi dalam penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan BP, Duri. Riau.
2. Mengambil dua kandidat sumur gas pada lapangan BP.
3. Metode penelitian : *Field Research*.
4. Data sekunder, yaitu menggunakan data *well testing* sumur gas pada *software* HMI (*Human Machine Interface*), buku pegangan pelajaran teknik perminyakan, *paper* dan diskusi dengan dosen pembimbing.

Adapun diagram alir dari penelitian ini sebagai berikut :



Gambar 1. 1 Diagram Alir

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan segala yang ada dimuka bumi untuk kebutuhan manusia dan sebaik-baiknya manusia adalah yang mampu menafkahkan hasil usahanya di jalan Allah SWT sebagaimana di jelaskan dalam (QS Al-Baqarah 267) :

يَا أَيُّهَا الَّذِينَ ءَامَنُوا أَنْفِقُوا مِنْ طَيِّبَاتِ مَا كَسَبْتُمْ وَمِمَّا أَخْرَجْنَا لَكُمْ مِنَ الْأَرْضِ وَلَا تَيَمَّمُوا

الْحَبِيبَ مِنْهُ تُنْفِقُونَ وَلَسْتُمْ بِءَاخِذِيهِ إِلَّا أَنْ تُغْمِضُوا فِيهِ وَاعْلَمُوا أَنَّ اللَّهَ عَنِّي حَمِيدٌ ﴿٢٦٧﴾

Artinya : “Hai orang-orang yang beriman, nafkankanlah (dijalan Allah SWT) sebagian hasil dari usaha mu yang baik-baik dan sebagian dari apa yang kami keluarkan dari bumi untuk kamu, dan janganlah kamu memilih yang buruk-buruk lalu kamu menafkahkan daripadanya, padahal kamu sendiri tidak mau mengambilnya melainkan dengan memicingkan mata terhadapnya, dan ketahuilah, bahwa Allah SWT maha kaya lagi maha terpuji” (QS Al-Baqarah 267).

Dan dalam (QS Az-Dzariyat 20) :

وَفِي الْأَرْضِ ءَايَاتٌ لِّلْمُوقِنِينَ ﴿٢٠﴾

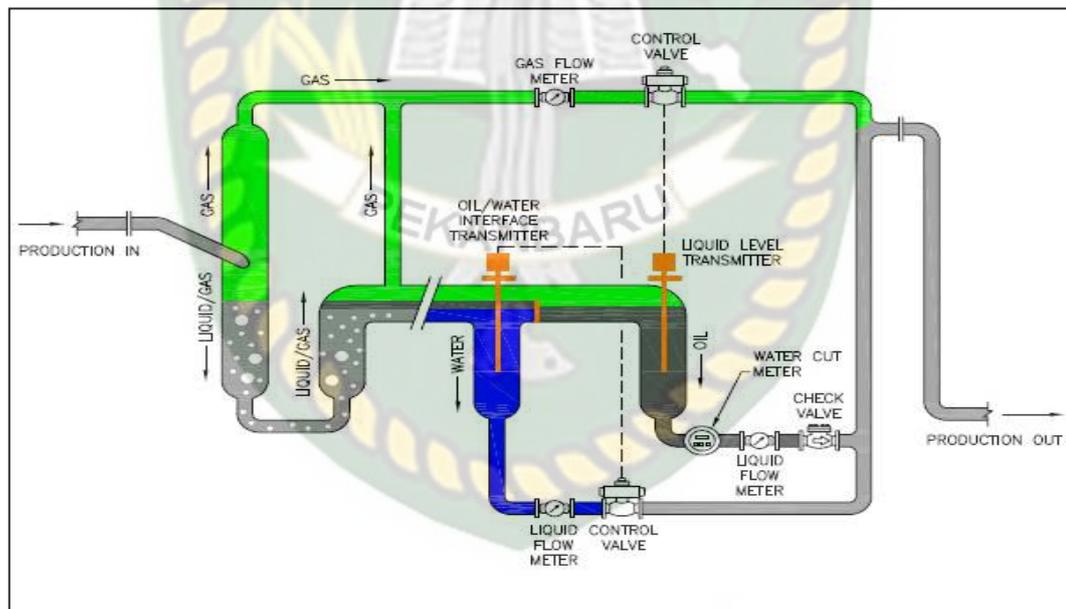
Artinya : “Dan di Bumi itu terdapat tanda-tanda (kekuasaan Allah SWT) bagi orang-orang yang yakin” (QS Az-Dzariyat 20).

#### 2.1 *Acculflow Multiphase Flowmeter (MPFM)*

*Acculflow Multiphase flowmeter* (MPFM) mulai dikembangkan awal 1980-an oleh *Research Company, Metering Manufacturer, Oil & Gas Companies* dan pihak-pihak lain. *Acculflow Multiphase flowmeter* adalah alat ukur untuk mengukur laju aliran individual (minyak air dan gas) dalam aliran multifasa (Amdal et al., 2005). Aliran multifasa banyak ditemukan diberbagai tempat dan didalam industri perminyakan itu sendiri terjadi di *oil* atau *gas well, gathering*

*system*, sistem perpipaan dan bagian kunci dari peralatan yang dibutuhkan dalam kilang minyak dan industri *petrochemical* termasuk *boiler*, *condenser*, tower destilasi, separator dan perpipaan terkait (Griffith, 2007). Aliran multifasa dapat terjadi disepanjang keseluruhan sistem produksi yang terlibat dalam mengalirkan fluida dari gas atau *oil resesvoir* ke fasilitas pemrosesan yang berada diatas atau *surface facilities* (Brill, 2007).

*Accuflow Multiphase flowmeter* bekerja dengan cara mem *by pass* aliran dari *pipe line* tanpa menghentikan laju produksi menuju unit *accuflow multiphase flowmeter* untuk dibaca laju alir fluida tersebut, sistem pengukuran multifase pada *accuflow multiphase flowmeter* menggunakan prinsip pemisahan parsial dengan menggunakan konfigurasi perpipaan yang unik untuk memisahkan aliran fluida *liquid* (air & minyak) dan gas. Proses aliran fluida multifasa pada alat *accuflow multiphase flowmeter* dapat dilihat di gambar di bawah ini :



**Gambar 2. 1** Proses Aliran Fluida di Unit MPFM  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

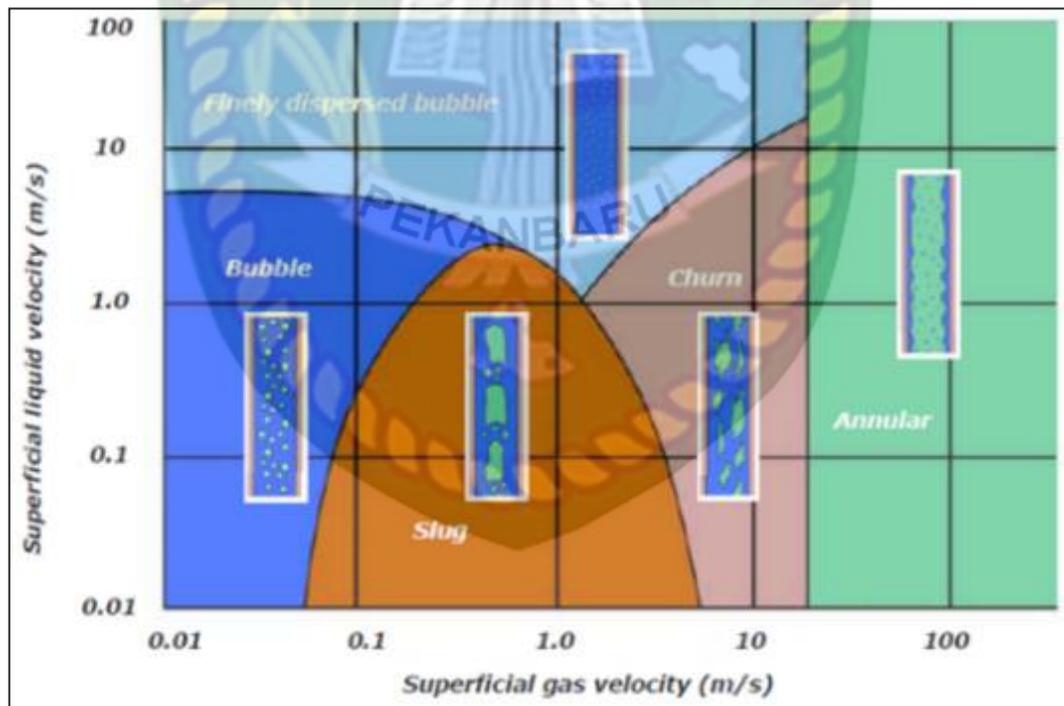
Bagian pipa vertical dan horizontal terhubung bersama dengan instrument alat ukur kemudian aliran fluida multifasa (*liquid* dan *gas*) masuk melalui *inlet* (*production in*), terjadi efek *cyclone* (perputaran). Dual separator (vertical dan horizontal) membantu separasi *liquid-gas* lebih cepat. Berdasarkan berat jenis fluida gas akan mengalir keatas dan *liquid* akan mengalir kebawah, gas yang

terbawa masuk kebawah bersama *liquid* dipisahkan lagi di separator horizontal. Pemisahan gas dan *liquid* yang sempurna berada pada ujung dari pipa horizontal dan kemudian *liquid-gas* akan kembali bersatu dan keluar melalui *outlet (production out)* menuju *pipe line*. Pada proses aliran di *accuflow multiphase flowmeter* fluida yang telah terpisah (*liquid* dan gas) akan dibaca parameternya untuk *liquid* dibaca oleh *micromotion* dan untuk gas dibaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.

### 2.1.1 Multiphase Flow Regime

#### 1. Flow Regime In Vertical Flow

Dalam aliran vertikal kecepatan gas superfisial akan meningkat, dalam aliran vertikal aliran multifase akan berubah diantara semua fase gelembung, slug, churn dan annular. Perhatikan bahwa untuk kecepatan gas superfisial tertentu aliran multifase adalah annular untuk semua kecepatan cairan superfisial.

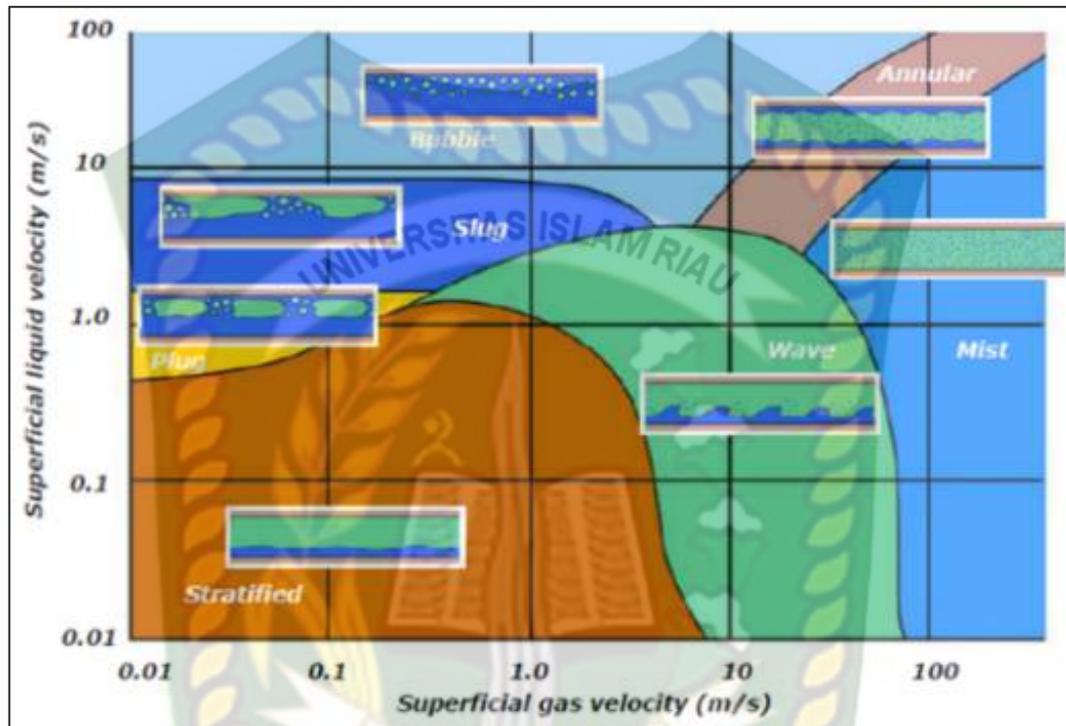


**Gambar 2. 2** *Flow Regime In Vertical Flow*  
(Amdal et al., 2005)

#### 2. Flow Regime in Horizontal Flow

Dalam aliran horizontal juga, transisi adalah fungsi faktor-faktor seperti diameter pipa, tegangan antar muka dan kepadatan fase, berikut adalah ilustrasi

tentang bagaimana transisi rezim aliran tergantung gas superfisial dan kecepatan cairan dalam aliran multifasa horisntal, gambar ini hanya berlaku untuk pipa, tekanan dan fluida tertentu.



**Gambar 2.3** *Flow Regime In Horizontal Flow*  
(Amdal et al., 2005)

Aliran multifasa adalah aliran dua atau lebih fasa yang mengalir secara simultan didalam saluran tertutup, bagian ini secara khusus membahas aliran multifasa minyak, air dan gas (Amdal et al., 2005). Aliran multifasa adalah fenomena kompleks yang sulit dipahami diprediksi dan dimodelkan. Karakteristik fase tunggal umum seperti profil kecepatan, turbulensi dan lapisan batas, dengan demikian tidak sesuai untuk menggambarkan sifat aliran tersebut. Rezim aliran bervariasi tergantung pada kondisi operasi, sifat fluida, laju aliran dan orientasi serta geometri pipa yang dilalui fluida mengalir. Namun, *flow regime* dapat dikelompokkan kedalam aliran terdispersi (*dispersed flow*), aliran terpisah (*separated flow*), aliran terputus-putus (*Intermittent flow*) atau kombinasi dari semuanya.

1. Aliran Terdispersi (*Dispersed Flow*)

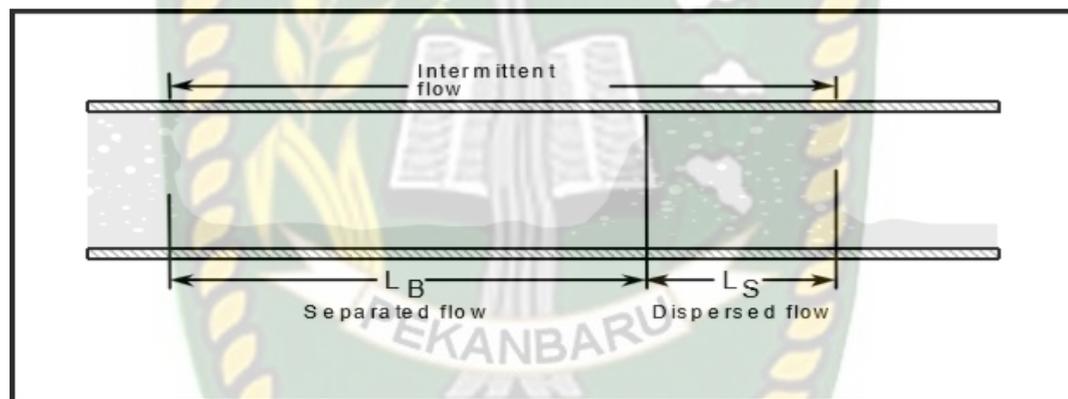
Dicirikan oleh distribusi fase yang seragam baik dalam arah radial maupun aksial. Contoh aliran tersebut adalah aliran gelembung dan aliran kabut.

2. Aliran Terpisah (*Separated Flow*)

Ditandai oleh distribusi fase non-kontinu dalam arah radial dan distribusi fase kontinu dalam arah aksial. Contoh aliran tersebut bertingkat dan annular.

3. Aliran Terputus-putus (*Intermittent Flow*)

Ditandai dengan tidak berkelanjutan dalam arah aksial, dan karenanya menunjukkan perilaku yang tidak stabil secara lokal. Contoh aliran tersebut adalah gelembung memanjang, aliran churn, dan aliran siput rezim aliran adalah semua rezim aliran gas-cair dua fase hidrodinamik.



**Gambar 2. 4** *Multiphase Flow Regime*  
(Amdal et al., 2005)

**2.1.2 Mode Accuflow Multiphase Flowmeter (MPFM)**

1. Junior Mode

Mode ini merupakan mode yang digunakan untuk *flowrate* yang kecil 5 – 700 BFPD, hanya menggunakan separator vertical dan biasanya lebih sering digunakan pada *gas well*.

2. Senior Mode

Mode ini merupakan mode yang digunakan untuk *flowrate* yang besar 700 – 1200 BFPD, menggunakan dua separator (vertical dan horizontal) untuk separasi, biasanya digunakan pada sumur dengan aliran fluida multiphase (*liquid* dan gas).

### 2.1.3 Komponen *Acculflow Multiphase Flowmeter (MPFM)*

#### 1. Separator

Separator yang digunakan pada unit *acculflow multiphase flowmeter* adalah separator vertikal dan separator horizontal dengan volume separator lebih kecil dibandingkan separator konvensional oleh sebab itu membutuhkan waktu yang lebih singkat untuk memindahkan atau membersihkan cairan dari pengujian sumur sebelumnya (*purging*), waktu uji sumur yang lebih pendek dan tes sumur yang lebih sering. Separator ini bersifat mobile karena berada pada unit truck *acculflow multiphase flowmeter* sehingga untuk penggunaannya dapat dilakukan berulang-ulang tanpa membongkar pasang separator.



**Gambar 2. 5** Separator  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

#### 2. LCV (*Level Control Valve*)

Berfungsi untuk menutup dan membuka *valve* untuk melepaskan gas ke udara dengan mengatur *setting point (SP)* yang ditetapkan di komputer pada HMI apabila tinggi level cairan pada separator melebihi *setting point* yang telah ditetapkan maka LCV akan tertutup dikarenakan tidak adanya gas yang menekan cairan kebawah sehingga cairan berada di atas level *setting point*, begitu sebaliknya LCV akan terbuka bila cairan berada di bawah *setting point* untuk melepaskan gas ke udara, *setting point* yang biasanya ditetapkan adalah 50 %.



**Gambar 2. 6** *Level Control Valve*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

### 3. *Pressure Transmitter*

Merupakan sebuah transmitter yang mendeteksi tekanan statis dari fluida yang kemudian dikonversi menjadi satuan arus listrik (4-20 mA) dan dihubungkan dengan salah satu *pressure tap*, yang kemudian ditransmisikan ke *flow computer* (Haidi, 2015).



**Gambar 2. 7** *Pressure Transmitter*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

### 4. *Temperature Transmitter*

Merupakan komponen dengan sensor yang mendeteksi perubahan suhu dan kemudian dikonversi menjadi satuan arus (4-20 mA). Sensor ini berfungsi untuk mengukur suhu yang lewat dari fluida untuk kemudian ditransmisikan ke *flow computer* yang akan dijadikan data untuk perhitungan fluida tersebut. Transmitter ini menggunakan sensor RTD (*Resistance temperature detector*), RTD tersebut dibungkus langsung dengan *thermowheel* agar tidak bersentuhan langsung dengan fluida (Haidi, 2015).



**Gambar 2. 8** *Temprature Transmitter*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

5. ***Programmable Logic Controller (PLC) System***

Merupakan sebuah komponen yang berfungsi untuk memberikan perintah *output* ataupun *input* yang dioperasikan melalui komputer menggunakan *software* HMI yang telah terintegrasi dengan instrument-instrument pada unit *accuflow multiphase flowmeter (MPFM)*.



**Gambar 2. 9** *Programmable logic controller (PLC) System*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

6. ***Human Machine Interface (HMI)***

Suatu *software* yang diperlukan untuk *display*, kalkulasi *flow*, *control*, data *host*, *alarming* dan *reporting* dari suatu sistem *meter software* yang dibuat khusus untuk menampilkan parameter pembacaan *flowrate* aliran multifasa yang terintegrasi dengan *programmable logic controller (PLC) System* dan instrumen – instrumen yang terdapat pada *accuflow multiphase flowmeter (MPFM)*.



**Gambar 2. 10** *Software Human Machine Interface*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

#### 7. *Micromotion*

*Micromotion* digunakan untuk mengukur aliran *liquid*, *micromotion* merupakan jenis meteran berjenis *corolis mass flowmeter* untuk menentukan massa dan densitas (*density*) campuran yang melewati tabung dengan mengetahui suatu campuran komponen murni yaitu densitas minyak dan densitas air dengan suhu dan tekanan tertentu maka *water cut* dapat dikalkulasi (Al-Mubarak, 1997), prinsip kerja *micromotion* adalah sebagai aplikasi praktis dari efek coriolis prinsip operasi pengukur aliran massa coriolis melibatkan penginduksian getaran mengalir dalam tabung, cairan mengalir meskipun tidak sepenuhnya melingkar namun menyediakan bingkai referensi berputar yang menimbulkan efek coriolis.

Sementara metode spesifik bervariasi sesuai dengan desain *flowmeter*, sensor memonitor dan menganalisis perubahan frekuensi, pergeseran fasa dan amplitudo dari tabung yang bergetar. Perubahan yang diamati mewakili massa laju aliran densitas fluida (Sheet, 2015).

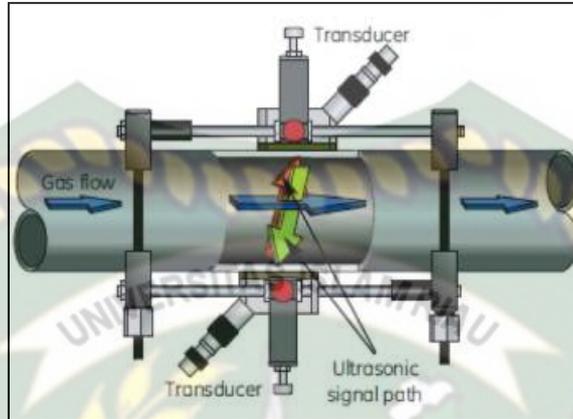


**Gambar 2. 11** *Micromotion Corolis Mass Flowmeter*  
(PT. Mitra Prana Abadi Sentosa)

#### 6. *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Ada beberapa alat ukur aliran gas konvensional seperti *orifice plate*, vortex gas meter dan *diferensial displacement* namun pada *accuflow multiphase*

*flowmeter* (MPFM) alat ukur gas yang digunakan adalah *ultrasonic gas flowmeter* (UFM).



**Gambar 2. 12** *Ultrasonic Gas Flowmeter Single Path*  
(Obong, Franklyn, Tima, & Azibapu, 2018)

#### 2.1.4 Kelebihan Dan Kekurangan *Acculflow Multiphase Flowmeter* (MPFM)

##### A. Kelebihan

1. Mudah untuk diangkut, dipasang & dioperasikan.
2. Berlaku untuk semua rezim aliran (*flow regime*).
3. Pemeliharaan yang sangat rendah.
4. *Low pressure drop*.
5. Pengukuran aliran multifasa (minyak air dan gas).
6. Berlaku untuk *water cut* 0 hingga 100%.
7. Berlaku untuk fraksi gas 0 hingga 100%.
8. Dapat digunakan berulang – ulang.

##### B. Kekurangan

1. Harga pengadaan awal unit *accuflow multiphase flowmeter* mahal.
2. Pembelian instrumen pengukur tidak tersedia bebas di pasaran.
3. Membutuhkan teknologi terintegrasi untuk pembacaan aliran.

## 2.2 Metode *Well Testing*

Kegiatan *well testing* yang dilakukan di sumur milik PT. Chevron Pacific Indonesia terdiri dari :

### 2.2.1 Manual *Well Testing*

Manual *well testing* dilakukan dengan cara mengalirkan fluida dari sumur produksi ke fasilitas penampungan (*gathering station*) atau fasilitas pengujian secara manual dalam selang waktu yang telah ditentukan dan kemudian akan dilakukan perhitungan dan pengukuran untuk mendapatkan data dari sumur produksi secara manual juga.

### 2.2.2 *Semi-Automatic*

*Semi-Automatic well testing* dilakukan dengan cara mengalirkan fluida dari sumur produksi ke fasilitas pengujian secara manual dalam selang waktu tertentu, dan kemudian akan dihitung dan diukur secara otomatis dengan sistem komputerisasi yang telah terintegrasi.

Sumur milik PT. Chevron Pacific Indonesia (CPI) yang dilakukan kegiatan *well testing* menggunakan *accuflow multiphase flowmeter (MPFM)* milik PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (MPAS) merupakan salah satu contoh dari *semi-automatic well testing*.

### 2.2.3 *Automatic*

*Automatic well testing* merupakan kegiatan *well test* yang mulai dari mengalirkan fluida sampai perhitungan dan pengumpulan parameter dari suatu sumur produksi telah disusun secara sistematis dan terintegrasi dengan sarana komputerisasi (software dan instrument alat ukur) yang telah diuji sebelumnya untuk meminimalisir terjadinya kesalahan pengukuran, di model jenis *automatic* ini dibutuhkan operator untuk mengawasi proses agar berjalan dengan baik dan lancar.

Untuk menghasilkan sistem analisis uji sumur otomatis berdasarkan respon model yang dihasilkan secara numerik, hal utama berikut sangat penting (Croucher et al., 2000) :

- a. Generasi numerik yang sangat cepat dan akurat
- b. Respon model

- c. Pemasangan model yang sangat cepat
- d. Antarmuka grafis yang mudah digunakan

### 2.3 *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Gelombang suara *ultrasonic* saat ini digunakan dalam bidang yang luas dari aplikasi industri, seperti USG medis, akustik militer dan sipil, akustik perikanan, minyak dan pengukuran aliran gas. proses pengukuran instrumentasi bawah laut, instrumentasi *downhole*, pengujian *non-destruktif*, meteorologi dan penelitian atmosfer (Lunde, Kippersund, & Vestrheim, 2003). Kecepatan gelombang suara *ultrasonic* bergantung pada media yang dilewatinya, pada kondisi standart kecepatan gelombang suara *ultrasonic* pada gas adalah 1.082 ft/s, pada *liquid* 4.855 ft/s dan pada benda padat 19.356 ft/s (Zhang, 2009).

*Ultrasonic gas flowmeter (UFM)* merupakan instrumen *flowmeter* untuk menghitung laju alir gas yang terdapat pada unit *accuflow multiphase flowmeter* (MPFM). Selama beberapa tahun terakhir penggunaan aliran ultrasonik meter untuk aplikasi transfer tahanan gas alam tumbuh secara signifikan. Publikasi laporan AGA 9 (*American Gas Association*), Pengukuran gas dengan meter ultrasonik pada Juni 1998 telah mempercepat akselerasi pemasangan meter aliran ultrasonik (Lansing & Rd, 2003).

#### 2.3.1 *Gelombang Suara Pada Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Gelombang terjadi apabila adanya suatu gangguan pada kesetimbangan dalam suatu sistem dan gelombang tersebut dapat merambat melalui suatu medium dimana setelah gangguan ini lewat keadaan medium akan kembali kekeadaan semula seperti sebelum gangguan itu datang, gelombang seperti ini dinamakan gelombang mekanik seperti gelombang bunyi. Secara umum gelombang dibagi menjadi dua kategori yaitu gelombang mekanik dan gelombang elektromagnetik. Gelombang mekanik memerlukan suatu medium untuk merambat sedangkan gelombang yang tidak memerlukan medium untuk merambat disebut gelombang elektromagnetik. Contoh gelombang mekanik adalah gelombang pada tali dan gelombang akustik sedangkan contoh gelombang

elektromagnetik adalah seperti gelombang radio, radiasi sinar infra merah. X-Ray dsb.

Gelombang ultrasonik merupakan gelombang mekanik sehingga dalam perambatannya membutuhkan medium perantara. Gelombang ultrasonik tidak dapat merambat pada ruang hampa sehingga proses transmisi pada ruang hampa tidak pernah terjadi. Perambatan gelombang ultrasonik merupakan perambatan dari gelombang tekanan (Sitompul, 2011).

### 2.3.2 Transducer *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Transduser adalah suatu alat yang mengubah suatu energi ke dalam bentuk energi lainnya. Transduser ultrasonik mengubah energi listrik menjadi energi mekanik dalam bentuk suara dan sebaliknya, transduser ultrasonik juga dapat mengubah energi mekanik seperti suara menjadi energi listrik. Transduser akan mengeluarkan gelombang ultrasonik dengan frekuensi di atas 20 kHz. Besarnya gelombang ultrasonic yang dihasilkan tergantung pada jenis transducernya, contoh jika transducer 40 kHz akan membangkitkan gelombang suara ultrasonic sebesar 40 kHz pula.

Transduser ultrasonik terbuat dari material piezoelectric yaitu terbuat dari bahan quartz ( $\text{SiO}_3$ ) dan Barium titanat ( $\text{BaTiO}_3$ ) yang akan menghasilkan medan listrik pada saat material berubah bentuk atau dimensinya sebagai akibat dari gaya mekanik. Hal tersebut sering disebut efek piezoelektrik. Komponen utama pada transduser ultrasonik adalah elemen aktif, backing dan wear plate. Elemen aktif terbuat dari bahan piezo atau ferroelectric yang mengubah energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit pulsa menjadi energi ultrasonik. Backing mempunyai penguatan yang tinggi. Material yang mempunyai kerapatan yang sangat tinggi digunakan untuk mengontrol getaran dari transduser dengan menyerap radiasi energi dari bagian belakang elemen. Wear plate berfungsi untuk melindungi bagian elemen aktif serta sebagai medium yang kontak langsung dengan material yang akan diuji (Sitompul, 2011).

### 2.3.3 Prinsip Kerja *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Pengukur aliran gas ultrasonik beroperasi berdasarkan prinsip pengukuran waktu tempuh (*transit time*). Operasi dasar adalah relatif sederhana, meski ada

banyak desain di pasaran saat ini namun prinsip operasi tetap sama (Thompson, 2003). Gelombang suara ultrasonik merupakan gelombang akustik yang dihasilkan pada frekuensi diatas ambang pendengaran manusia dan umumnya memiliki frekuensi diatas 20 kHz (Suwandhika & Trisnobudi, 2009).

Prinsip kerja *ultrasonic gas flowmeter* adalah dengan memasang dua *transduser (receiver)* dipasang di *flowline* sedemikian rupa sehingga gelombang suara ultrasonik dipancarkan dari satu *transduser* dapat diterima oleh *transduser* lainnya sehingga menciptakan jalur akustik. *Transduser* secara bergantian mengirim dan menerima gelombang dalam beberapa milidetik. Gelombang suara ultrasonik bergerak sehubungan dengan aliran gas dan kecepatan gelombang suara (*soundspeed*). Kecepatan gelombang suara (*soundspeed*) sepanjang jalur akustik yang melakukan perjalanan ke hilir (*downstream*) meningkat dengan proyeksi kecepatan aliran gas (*velocity*) ke atas jalur akustik. Kecepatan gelombang suara (*soundspeed*) berjalan hulu (*upstream*) sepanjang jalur akustik menurun dengan proyeksi kecepatan gas (*velocity*) ke jalur akustik (Drenthen & De Boer, 2001).

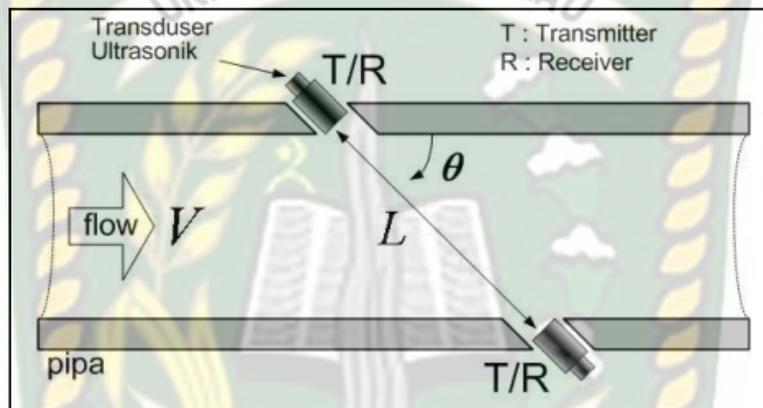
Kecepatan suara ultrasonik (*soundspeed*) dalam suatu gas tergantung pada komposisi gas dan juga pada suhu dan tekanan, dengan menggunakan kecepatan informasi suara dari *ultrasonic gas flowmeter*, itu berpotensi untuk menentukan komposisi gas yang mengalir melalui meter, namun masalah menentukan komposisi gas dalam campuran gas dengan metode akustik masih menjadi bidang penelitian selama beberapa dekade (Löfqvist, Sokas, & Delsing, 2003). Secara garis besar terdapat 2 tipe prinsip perhitungan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) yaitu :

1. *Trasit Time* (Waktu Tempuh)

Tipe ini bekerja dengan cara mengirim dua gelombang suara ultrasonik melewati bagian dalam pipa dan membentuk sudut (*angle*), satu gelombang mengikuti arus aliran (*downstream*) dan satu gelombang lagi melawan arah aliran (*upstream*). Perhitungan aliran berdasarkan prinsip gelombang dimana suara yang mengikuti arah aliran yang membutuhkan waktu lebih sedikit dari pada ketika melewati arah sebaliknya, perbedaan dalam *transite time* dari dua gelombang

suara ultrasonik atau gabungan sinyal berguna untuk menghitung nilai *velocity* aliran (Tschirner, 2005).

Dewasa ini metoda yang paling umum digunakan dalam pengukuran kecepatan aliran fluida dengan menggunakan gelombang ultrasonik adalah metoda waktu tempuh, Metoda ini dapat memberikan hasil pengukuran dengan akurasi yang tinggi tetapi sangat ketat dan membutuhkan kondisi aliran fluida yang laminar dan harus bebas dari kandungan partikel (Suwandhika & Trisnobudi, 2009).



**Gambar 2. 13** *Ultrasonic Gas Flowmeter* Waktu Tempuh (Suwandhika & Trisnobudi, 2009)

Jika *transite time* dalam arah aliran ke hilir (*downstream*) dinyatakan  $T_1$  dan arah ke hulu (*upstream*) adalah  $T_2$  maka kecepatan aliran (*velocity*) dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$V = \frac{L}{2\cos\theta} \left( \frac{1}{T_{down}} - \frac{1}{T_{up}} \right) \text{ (Suwandhika \& Trisnobudi, 2009).} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana :

$V$  : Kecepatan aliran (*Velocity*)

$\theta$  : Sudut (*angle*)

$T_{down}$  : Aliran ke hilir (*downstream*)

$T_{up}$  : Aliran ke hulu (*upstream*)

Kecepatan aliran fluida  $V$  (*Velocity*) pada persamaan diatas merupakan kecepatan rata-rata aliran fluida.

2. *Doppler Effect*

Efek doppler yaitu perubahan frekuensi gelombang elektromagnetik atau gelombang akustik sebagai akibat dari pergerakan *emitter* ataupun *receptor*. Jika sebuah *transduser* akan memancarkan gelombang dengan frekuensi ( $f_e$ ) dan kecepatan bunyi ( $c$ ) di dalam medium dan suatu target (*receptor*) bergerak dengan kecepatan ( $v$ ) maka target akan memantulkan gelombang parsial jika impedansi akustiknya berbeda dari impedansi akustik mediumnya. Dalam pengukuran efek doppler frekuensi yang diketahui ditransmisikan ke media kemudian gema kembali memiliki konten frekuensi yang berbeda dari sinyal yang ditransmisikan jika telah direfleksikan oleh objek yang bergerak. Jika benda itu bergerak menuju pemancar gema kembali akan lebih tinggi dalam frekuensi dari pada sinyal yang ditransmisikan, dan sebaliknya. Perubahan frekuensi karena gerakan objek adalah pergeseran doppler (Razi, Morriss, & Podio, 2007).

Doppler diambil dari nama seorang ahli fisika dan matematika Austria yakni Christian Johann Doppler (1803-1853). Tahun 1842 dia memprediksikan bahwa frekuensi gelombang bunyi yang diterima tergantung pada gerakan sumber bunyi atau pengamat relatif terhadap media perambatan. Untuk menggunakan efek doppler dalam pengukuran kecepatan aliran fluida, transduser ultrasonik mentransmisikan gelombang ultrasonik ke dalam aliran fluida. Gelombang ultrasonik yang ditransmisikan ke fluida akan diterima oleh *receiver ultrasonik*. Pergeseran frekuensi akibat dari aliran fluida sebanding dengan kecepatan aliran fluida (Novianta, 2010). Pada sistem pengukuran kecepatan fluida dengan menggunakan efek deppler maka persamaan berikut dapat digunakan :

$$f_d = \frac{V_f}{c} f_s \text{ (Novianta, 2010).....(2)}$$

Atau

$$V_f = \frac{f_d}{f_s} C \text{ (Novianta, 2010)..... (3)}$$

$$V_f = K f_d \text{ (Novianta, 2010).....(4)}$$

Dimana:

$V_f$  : Kecepatan aliran fluida

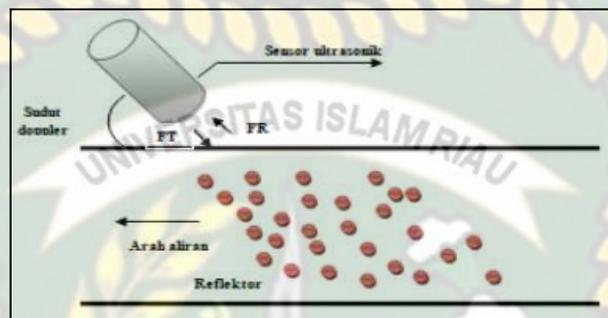
K : faktor kalibrasi

$f_d$  : pergeseran frekuensi doppler

$C$  : kecepatan suara (*soundspeed*)

$f_s$  : frekuensi transmiter

Persamaan 4 menunjukkan kecepatan aliran merupakan fungsi linier dari pergeseran frekuensi doppler.



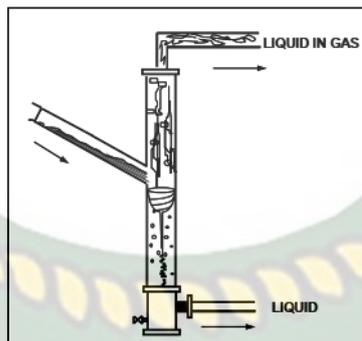
**Gambar 2. 14** *Ultrasonic* Efek Doppler  
(Kurniaji, Pirngadi, & Sardjono, 2013)

#### 2.3.4 Masalah Umum pada *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

Masalah umum yang terjadi pada *ultrasonic gas flowmeter* sehingga pembacaan laju alir gas terganggu adalah fenomena yang disebut dengan *liquid carry-over*, yaitu peristiwa terbawanya fasa *liquid* ke dalam aliran gas pada separator hingga mencapai bagian atas separator GLCC (*gas liquid cylindrical cyclone*) (Chirinos et al., 2007). Karena masuknya fasa *liquid* ke dalam gas yang mengalir hingga naik keatas dan terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* sehingga pembacaan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* terganggu ditandai dengan tingginya nilai *soundspeed* yang terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*, biasanya peristiwa *liquid carry-over* memiliki nilai *soundspeed* >1500 ft/s. Ada dua rezim aliran berbeda yang bertanggung jawab atas fenomena *liquid carry-over* di GLCC, yaitu adalah aliran churn dan aliran annular.

##### a. *Churn Flow*

Pada laju aliran cairan dan gas yang relatif tinggi cairan berputar dan turun dibagian atas GLCC. Dalam kondisi ini cairan dibawa ke atas dan masuk ke dalam gas melalui *churn flow* (Chirinos et al., 2007).



**Gambar 2. 15** *Churn Flow* Pada GLCC  
(Chirinos et al., 2007)

b. *Annular Flow*

Pada aliran gas yang relatif tinggi dan laju aliran cairan yang rendah, pola aliran dalam bagian atas GLCC adalah aliran annular. Dalam kondisi ini liquid naik ke atas dan masuk ke dalam aliran gas dalam bentuk tetesan (Chirinos et al., 2007).



**Gambar 2. 16** *Annular Flow* Pada GLCC  
(Chirinos et al., 2007)

### 2.3.5 Kelebihan Dan Kekurangan *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

#### A. Kelebihan

1. Tidak ada penghalang di lintasan aliran sehingga tidak ada penurunan tekanan (*pressure drop*).
2. Tidak ada part bergerak (*moving parts*) sehingga *maintenance cost* lebih rendah.
3. Model *multi-path* mempunyai ketelitian lebih tinggi.
4. Dapat digunakan untuk mengukur aliran fluida yang korosif dan slurry.
5. Model *portable* tersedia untuk analisis dan diagnosa di lapangan.

## B. Kekurangan

1. Harga *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* yang mahal.
2. Pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM) single-path* membutuhkan aliran laminar dan bebas dari kandungan partikel sehingga tidak cocok untuk aliran yang bervariasi di atas reynold number.
3. Pembacaan dapat terganggu karena adanya *foaming*.

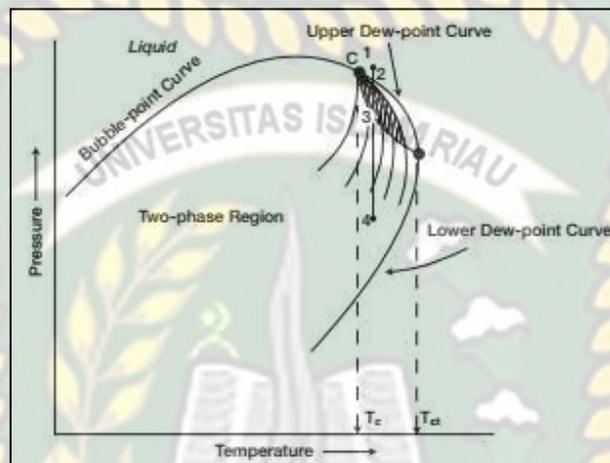
## 2.4 Reservoir Gas

Batuan reservoir umumnya memiliki fluida yang terdapat didalamnya seperti minyak gas dan air, namun gas yang terdapat didalam reservoir secara umum, jika temprature reservoir berada di atas *temprature critical* dalam sistem hidrokarbon, reservoir diklasifikasikan sebagai *reservoir natural gas* (T. Ahmed, 2001). Natural gas adalah campuran alami dari gas hidrokarbon dan non-hidrokarbon yang ditemukan dalam formasi berpori di bawah permukaan bumi dan seringkali dikaitkan dengan minyak mentah. Komposisi kimia dan sifat fisik mereka cukup beragam dan yang paling umum diantara senyawa kimia gas adalah hidrokarbon,  $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $O_2$  (Chilingar, Buryakovsky, Eremenko, & Gorfunkel, 2005). Berdasarkan diagram fasanya dan kondisi reservoir yang berlaku gas alam dapat diklasifikasikan ke dalam empat kategori yaitu :

### 2.4.1 *Retrograde Gas-Condensate*

Jika *temprature reservoir*  $T$  berada diantara *temprature critical*  $T_c$  dan *cricondentherm*  $T_{ct}$  didalam fluida reservoir, reservoir diklasifikasikan sebagai *retrograde gas-condensate*. Kategori reservoir gas ini adalah jenis hidrokarbon yang unik dimana kelakuan termodinamika dari fluida reservoir mengendalikan faktor pada pengembangan dan proses deplesi dari reservoir, saat tekanan menurun pada jenis ini dibandingkan berekspansi (jika gas) atau menguap (jika *liquid*) seperti yang diharapkan. Jenis ini menguap ketimbang terkondensasi. Tidak seperti jenis sistem fluida lain seperti gas atau *black oil*, kondensat gas mengalami perubahan fasa dengan waktu karena cairan keluar dari gas (juga disebut kondensasi *retrograde*). Ini mengurangi pemulihan *ultimate* dari reservoir

seperti yang dijabarkan, cairan yang keluar juga menghambat aliran di sekitar lubang sumur. Daerah *drop out liquid* ini semakin meningkat dengan semakin banyak produksi karena tekanan berkurang di bawah titik embun (*dew point*) menghasilkan dua fase gas aliran kondensat (S. Ahmed, Khakwani, Ahmed, & Daud, 2018).



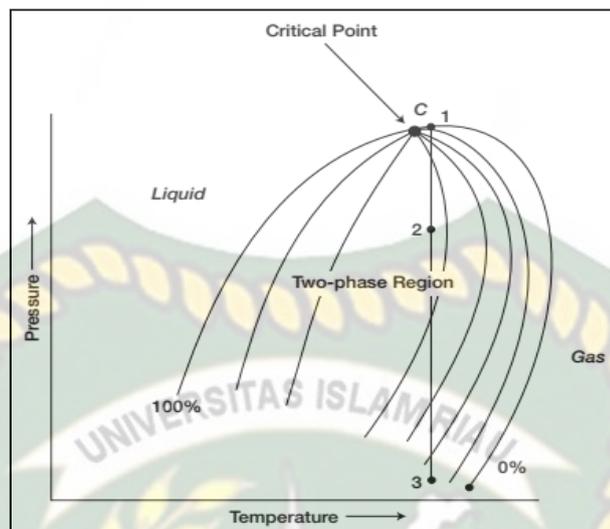
**Gambar 2. 17** Diagram Fasa *Retrograde Gas-Condensate* (T. Ahmed, 2001)

Selain itu, karakteristik fisim dari kategori ini adalah :

1. *Gas-oil ratio* diantara 8.000 dan 70.000 SCF/STB. Umumnya, *gas-oil ratio* untuk sistem kondensat meningkat seiring berjalannya waktu dikarenakan adanya *liquid drop-out* dan hilangnya komponen berat pada *liquid*.
2. *Gravity* kondensat diatas 50° API.
3. *liquid* pada kondisi *stock-tank* berwarna bening atau sedikit berwarna.

#### 2.4.2 *Near-Critical Gas-Condensate*

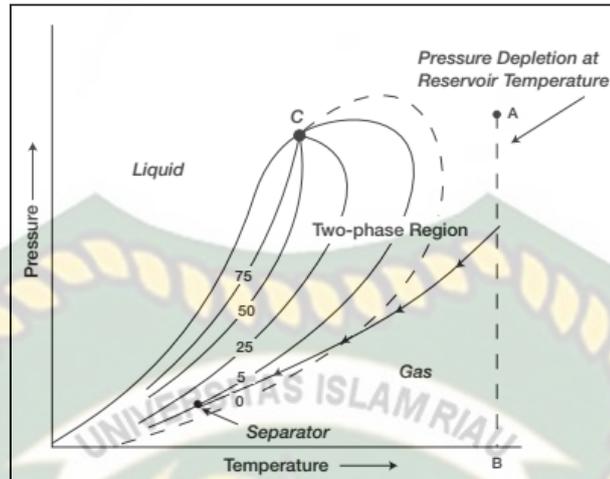
Jika temprature reservoir mendekati temprature kritis seperti yang seperti yang ditunjukkan gambar 2.18. Hidrokarbon tersebut didefinisikan sebagai *near-critical gas condensate*, kelakuan volumetrik dari kategori *natural gas* ini dideskripsikan melalui penurunan tekanan *isothermal* seperti pada gambardi bawah. Kelakuan ini dapat ditampilkan berdasarkan fakta bahwa beberapa *quality lines* secara cepat melewati 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. 18** Diagram Fasa *Near-Critical Gas-Condensate*  
(T. Ahmed, 2001)

### 2.4.3 *Wet Gas*

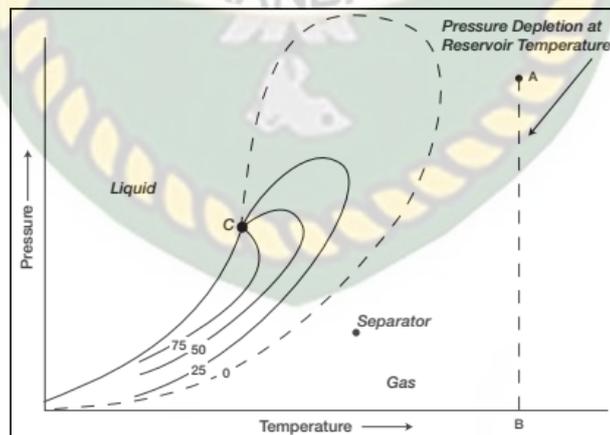
Diagram fasa *wet gas* yaitu dimana temperature reservoir berada diatas *cricondentherm* dari campuran hidrokarbon, karena temperature reservoir melebihi *cricondentherm* dari sistem hidrokarbon, fluida reservoir akan tetap berada pada wilayah fasa uap seiring dengan reservoir terdepleksi secara *isothermal* sepanjang garis A-B . seiring dengan mengalirnya gas terproduksi kepermukaan tekanan dan temperature dari gas akan menurun. Jika gas masuk ke wilayah *two-phase*, fasa *liquid* akan terkondensasi dari gas dan ikut terproduksi ke separator. Hal ini diakibatkan oleh penurunan energi kinetis dari molekul berat dengan penurunan temperature dan selanjutnya berubah menjadi *liquid* melalui gaya tarik antar molekul.



**Gambar 2. 19** Diagram Fasa *Wet Gas*  
(T. Ahmed, 2001)

#### 2.4.4 *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 dari *dry gas* ditunjukkan oleh gambar 2.18 dimana sistem ini memiliki *gas-oil ratio* besar dari 100.000 SCF/STB. Energi kinetis dari campuran ini sangat tinggi dan gaya tarik antar molekul sangat kecil hingga tidak ada *liquid* yang bergabung pada kondisi temperature dan tekanan di *stock-tank*.



**Gambar 2. 20** Diagram Fasa *Dry Gas*  
(T. Ahmed, 2001)

#### 2.4.5 Faktor Yang Mempengaruhi Laju Alir Gas Di *Flowline*

Laju produksi gas optimum dipengaruhi oleh karakteristik reservoir dan konfigurasi sumurnya. Karakteristik reservoir akan berpengaruh pada reservoir *deliverability*, yaitu kemampuan reservoir dalam menyediakan laju produksi minyak atau gas pada tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ) tertentu. Reservoir *deliverability* dipengaruhi oleh beberapa faktor (Umam, 2016) :

1. Tekanan reservoir ( $P_r$ ) atau tekanan kepala sumur ( $P_{wh}$ )
2. Kedalaman lapisan ( $h$ ) dan suhu sumur ( $T$ )
3. *Reynold Number* ( $Re$ )
4. Diameter pipa ( $D$ )
5. Properti fluida reservoir
6. Kondisi sekitar lubang sumur ( $skin = 0$ )
7. Dan lain lain.

Faktor di atas merupakan hal yang terjadi di bawah permukaan (reservoir hingga kepala sumur), namun analisis yang dibahas adalah faktor yang mempengaruhi laju alir gas di atas permukaan yaitu mulai dari kepala sumur dan sistem perpipaan, laju alir gas akan berubah-ubah terhadap beberapa faktor namun saat melewati *ultrasonic gas flowmeter (UGF)* laju alir gas yang terbaca tentu saja berbeda pada titik lainnya dan faktor yang mempengaruhi laju alir gas tersebut adalah :

1. Besar bukaan valve pada kepala sumur
2. *Pressure drop*
3. Diameter pipa ( $D$ )
4. *Reynold number* ( $Re$ )
5. Faktor gesekan (kasar atau halus nya permukaan dalam pipa)
6. Sistem Perpipaan (Belokan pipa dan Sambungan pipa)

## BAB III

### TINJAUAN LAPANGAN

Lokasi penelitian *well testing semi automatic* menggunakan *accuflow multiphase flowmeter (MPFM)* milik PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (MPAS) dilakukan di Duri disumur milik PT. Chevron Pacific Indonesia. Duri memproduksi minyak bumi yang terkenal dengan nama *Duri Crude*. Pada 1980-an, Duri nyaris ditutup karena rendahnya tingkat produksi. Setelah Chevron menerangkan teknologi injeksi uap (*steam flood*) yang dimulai pada 1985 produksi lapangan ini bertambah dan tetap berproduksi hingga sekarang. Kegiatan operasi injeksi uap di Duri saat ini terdiri dari 14 area pengembangan.

Lapangan minyak BP merupakan salah satu lapangan minyak yang berada pada *central* Sumatera Basin yang terletak di provinsi Riau dan dioperasikan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia dengan sistem kontrak bagi hasil (*production sharing contract*) yang dimulai tanggal 28 November 1983 hingga tanggal 8 Agustus 2001 dengan wilayah kerja 31.700 km<sup>2</sup>. Rasio pembagian untuk kontrak bagi hasil yang disepakati sampai saat ini antara pemerintah (Pertamina) dan PT. Chevron Pacific Indonesia adalah 88% : 12%. Area operasi PT. CPI saat ini terdiri dari lapangan Duri, satu-satunya wilayah yang memproduksi minyak berat (*heavy oil*) sebanyak kurang lebih 200.000 BOPD, dan area operasi minyak ringan yang terdiri dari Sumatera Bagian Utara yang meliputi Bangko, Balam, Bekasap, Petani dan Sumatera Bagian Selatan yang meliputi Minas, Libo, Petapahan, yang secara keseluruhan memproduksi minyak ringan sebanyak kurang lebih 250.000 BOPD.

#### 3.1 Sejarah Lapangan BP

Dari Barat hingga Timur Indonesia terdapat beberapa cekungan yang menghasilkan minyak dan gas bumi salah satunya adalah cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan daerah penghasil minyak terbesar di Indonesia hingga saat ini. Lapangan BP merupakan penghasil minyak yang dikelola oleh PT. Chevron Pasific Indonesia. Lapangan BP merupakan lapangan lama PT Chevron Pacific Indonesia yang telah berproduksi sejak tahun 1973.

Lapangan ini merupakan salah satu lapangan besar yang berada di wilayah kerja SLN Bangko. Sampai tahun 2012 telah ada 50 sumur yang beroperasi.

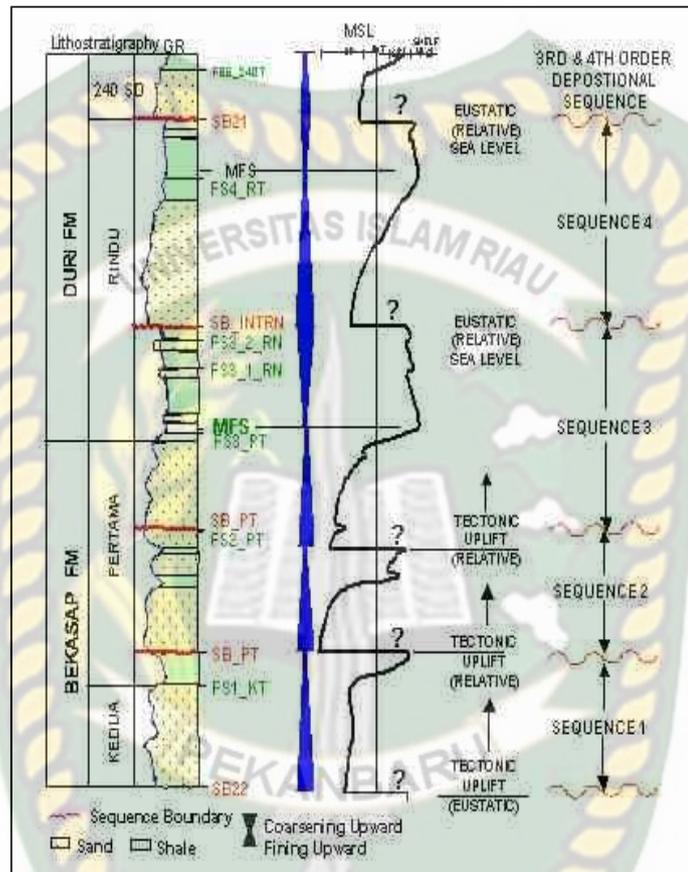
### 3.2 Statigrafi Lapangan BP

Stratigrafi lapangan BP tersusun dari formasi *Upper Red Bed* (anggota grup pematang) yang tipis dibagian terbawah dan tersebar di wilayah barat hingga tengah. Dari penampang seismik terdapat kenampakan *truncated* di atas batuan dasar dan ketidakselarasan bersudut dibatas atas pada wilayah tengah lapangan BP. Grup Sihapas dimulai dengan Formasi Meng yang sangat tipis diendapkan tidak selaras di atas Formasi *Upper Red Bed*, serta formasi Bangko di atasnya dengan penyebaran kedua formasi yang terbatas. Dibagian tengah lapangan BP, batu pasir formasi Bangko berperan sebagai reservoir (dalam) dengan penyebaran terbatas. Formasi Beka dan Duri sebagai suatu endapan transgresif (tidal-delta) pada fase *sag basin* tersebar dengan ketebalan relatif merata di seluruh lapangan BP. Kedua formasi ini berperan sebagai reservoir utama (Jaga, Baji, Kedua, Pertama, dan Rindu) di lapangan BP. Dibagian atas formasi Duri terdapat dua lapisan batupasir tipis yang disebut sebagai 240 ft dan 140 ft *sand*, dan tidak berperan sebagai reservoir yang potensial. Formasi Teli dan Peta tidak ditemukan di lapangan BP, dan diperkirakan telah tererosi pada saat terjadi fase inversi regional di cekungan Sumatra Tengah.

Berdasarkan data inti bor sumur 4K-50C mengidentifikasi suksesi fasies reservoir (Rindu Pertama Kedua Baji Jaga Dalam) di lapangan BP sebagai *outer delta front* hingga *estuarine distributary facies*. Studi lanjutan pada inti bor sumur 4K-50C menyimpulkan suatu fasies pengendapan yang dibentuk oleh lingkungan kompleks *distal* dari sistem delta dengan pengaruh arus pantai (*tidal*). Kolom stratigrafi yang menggambarkan litologi secara umum pada daerah penelitian dapat dilihat pada gambar 3.1 Seluruh formasi yang ada di cekungan Sumatera Tengah dapat dijumpai di lapangan minyak BP. Formasi Pema yang merupakan endapan *rift-basin valley* terbentuk pada paleogen, merupakan unit sedimen yang paling tua di cekungan Sumatra Tengah dan di lapangan BP dijumpai berupa *tight sand* dengan porositas yang hanya mencapai 5 %. secara stratigrafi sikuen,

formasi Pema di lapangan BP berada pada sikuen 1 yang dimulai dari batuan dasar hingga top formasinya.

### BP 4K-50C



**Gambar 3. 1** Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian

Selanjutnya dibagian atas secara tidak selaras diendapkan grup Sihapas yang dimulai dari formasi Meng hingga formasi Teli. Berdasarkan analisis biostratigrafi, ketidakselarasan ini ditandai dengan *sequence boundary* (SB) 25.5. formasi Meng umumnya berkembang baik dibagian barat dan menipis ke arah Timur. Walaupun formasi ini memiliki kualitas reservoir yang sangat baik namun di lapangan BP, posisinya berada dibagian bawah *oil water contact* (OWC), sehingga formasi ini di lapangan BP bukan merupakan reservoir hidrokarbon.

Diatas formasi Meng diendapkan formasi Bangko yang dicirikan oleh perselingan antara batu pasir halus hingga kasar dan serpih. Formasi Bangko di lapangan BP dibagi lagi menjadi reservoir Baji, Jaga dan Dalam yang masing-masingnya dipisahkan oleh lapisan serpih. Walaupun reservoir Baji, Jaga, dan

Dalam tersebar cukup luas namun yang bertindak sebagai reservoir hidrokarbon hanya bagian yang berada di sekitar tinggian struktur pada bagian selatan lapangan minyak BP. Formasi Meng dan formasi Bang di lapangan BP berada pada sikuen 2 yang dibatasi oleh SB-25.5 dan SB-22.

Reservoir pertama atau kedua yang ekivalen dengan formasi Beka, Berada di atas reservoir Baji dan ditandai dengan *sequence boundary* 22 dibagian bawahnya. Reservoir ini dicirikan dengan satuan batu pasir yang tebal dengan sisipan laminasi serpih. Di lapangan BP, reservoir ini merupakan reservoir yang sangat ekonomis dengan kandungan minyaknya yang tebal serta penyebarannya yang sangat luas.

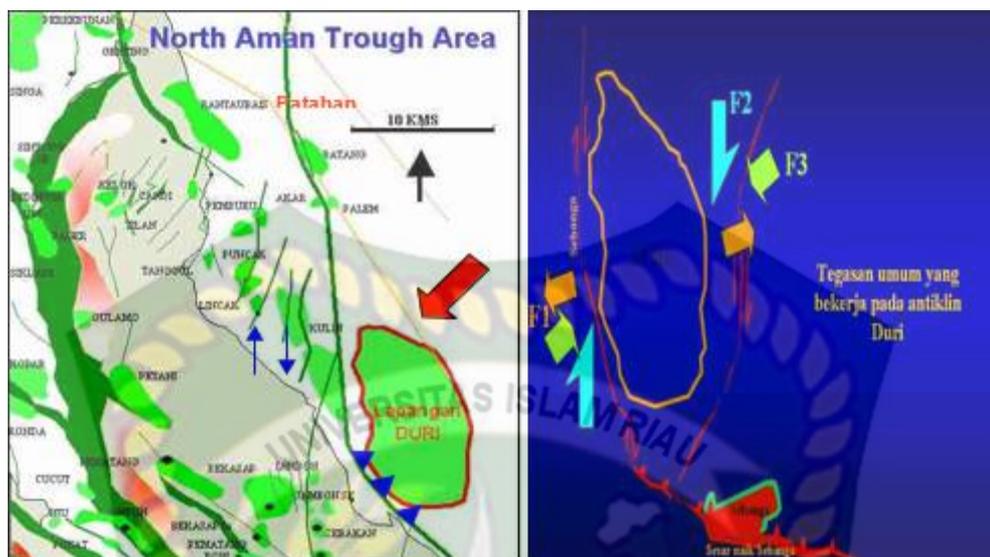
Reservoir Rindu yang ekivalen dengan formasi Duri berada di atas reservoir pertama atau kedua. Reservoir ini dicirikan oleh selang-seling antara batupasir halus hingga sedang dengan lapisan serpih yang tebal. Pada bagian atas unit reservoir ini di jumpai *sequence boundary* 21. Dengan demikian, formasi Beka dan formasi Duri berada pada sikuen 3 yang dibatasi oleh SB-22 dan SB-21. reservoir Rindu mengandung cadangan minyak bumi terbanyak kedua di lapangan minyak BP, dan secara lateral melampar cukup luas dan menutupi daerah seluas 25.000 acre. Sekitar 1,2 miliar barel minyak bumi yang terkandung dalam reservoir rindu. Secara keseluruhan reservoir Rindu terdiri dari 5 reservoir utama yang kemudian dinamakan sebagai Rindu-1 hingga Rindu-5. Ke-5 tubuh reservoir ini secara vertikal umumnya dipisahkan oleh lapisan serpih (*shale*) atau batu lanau (*siltstone*). Dari ke-5 reservoir ini hanya Rindu-1 yang merupakan reservoir yang berkembang sangat baik dengan pelamparannya yang cukup luas serta lapisannya yang cukup tebal. Reservoir Rindu-1 merupakan unit reservoir yang terletak diantara *flooding surface* Rindu-1 (FS\_RN1) dan *Sequence boundary* intra rindu (SB\_INTRN). Berdasarkan litotratigrafi, reservoir Rindu-1 merupakan lapisan batupasir yang dibatasi oleh lapisan tipis serpih dibagian bawah dan lapisan serpih yang sangat tebal dibagian atasnya. Pada top reservoir Rindu-1, di beberapa tempat umumnya dicirikan oleh hadirnya batupasir karbonatan (*calcareous sandstone*) yang sangat keras (*tight sand*).

Reservoir 140' *sand* dan 240' *sand* yang terletak dibagian paling atas formasi Duri dicirikan oleh batupasir halus dan mempunyai pemilahan yang tidak terlalu baik serta kandungan material lempungnya yang relatif banyak. Kedua reservoir ini berkembang sebagai reservoir hidrokarbon hanya pada daerah sekitar tinggian struktur di bagian utara sedangkan pada bagian selatan, kedua reservoir kurang berkembang sehingga bukan merupakan target pengembangan produksi. Secara stratigrafi, Reservoir 240' *sand* dan 140' *sand* berada dalam sikuen 4 yang dibatasi oleh SB21 dan SB13.

### 3.3 Struktur Geologi

Lapangan minyak BP terbentuk oleh struktur antiklin asimetri yang berarah Barat Laut - Tenggara dan menempati bagian Selatan dan bagian Utara lapangan BP. Kedua antiklin yang mempunyai panjang sekitar 18 km dan lebar 8 km ditafsirkan mempunyai kaitan genesa dengan Patahan Seba yang merupakan patahan geser naik (*transpressional fault*) dengan arah relatif Barat Laut - Tenggara.

Selain itu juga dijumpai patahan-patahan ikutan yang terbentuk karena pengaruh Patahan Seba (Gambar 3.2) yang sebagian melewati area "Z" (obyek penelitian). Patahan-patahan ikutan ini umumnya menempati bagian barat lapangan Duri dan berarah Timur Laut – Barat Daya dibagian Utara, sedangkan di selatan berarah relatif Utara - Selatan serta Timur Laut – Barat Daya.



**Gambar 3. 2** Posisi Lapangan BP di daerah Sub-Cekungan Aman Tengah (Cekungan Sumatra Tengah) (Yarmanto, Aulia, K., Mertani, B., Heidrick, T.L., 1996)

Berdasarkan pemetaan struktur geologi lapangan minyak BP (Gambar 3.2) menunjukkan bahwa reservoir Rindu mengalami patahan secara intensif di beberapa area lapangan BP. Patahan Seba sebagai merupakan patahan utama memiliki pergerakan relatif mendatar kekanan dibagian Utara dan dibagian Selatan sesuai dengan perubahan arah patahan membentuk sistem *transpressional* berarah relatif Barat Laut – Tenggara. Antiklin BP sendiri tersusun oleh sistem patahan sintetik dan antitetik yang lebih kecil, dengan arah umum timur laut-barat daya dan utara-selatan.

### 3.4 Karakteristik Reservoir

Karakteristik reservoir lapangan BP yang berada pada cekungan Sumatera Tengah merupakan lapangan yang berupa *shaly sand*. Hasil analisis petrofisika baru digunakan untuk memetakan reservoir dan menghitung cadangan awal minyak (OOIP). Analisis petrofisika dilakukan pada 50 sumur pada dua reservoir yaitu reservoir formasi Duri “A” dan “B” dengan menghitung volume serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air menggunakan data *well log*. Hasil analisis petrofisika pada reservoir formasi Duri “A” memiliki nilai volume serpih 0,163 – 0,413, porositas total 0,193 – 0,306, porositas efektif 0,113 – 0,250, permeabilitas 89,63 – 16982,36 mD, tingkat saturasi air 0,194 – 1 dan tingkat saturasi air

*Irreducible* 0,147 – 1. Sedangkan pada reservoir formasi Duri "B" memiliki nilai volume serpih 0,229 – 0,475, porositas total 0,185 – 0,286, porositas efektif 0,107 – 0,230, permeabilitas 12,90 – 16518,96 mD, tingkat saturasi air 0.362 – 1 dan tingkat saturasi air *irreducible* 0,297 – 1.

Pada peta sebaran reservoir diketahui reservoir terpusat pada dua antiklin. Hasil perhitungan OOIP, formasi Duri "A" mempunyai cadangan minyak 39,96 MMBbl untuk saturasi air *simandoux* dan 55,80 MMBbl untuk saturasi air *irreducible*, reservoir formasi duri "B" mempunyai cadangan minyak 3,59 MMBbl untuk saturasi air *simandoux* dan 6,79 MMBbl untuk saturasi air *irreducible* (Vidhotomo & Sc, 1973).

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dilakukan analisis dan pembahasan terhadap efek *soundspeed* terhadap keakuratan pengukuran laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*, diharapkan dengan adanya hasil dari penelitian ini bertujuan untuk mengetahui keakuratan pembacaan laju alir gas menggunakan *flowmeter ultrasonic* dan parameter-parameter yang didapat dari pembacaan *flowmeter ultrasonic*. Tingkat keakuratan pembacaan suatu instrument laju alir sangat penting dalam industri perminyakan untuk mengetahui kemampuan suatu sumur untuk berproduksi sehingga dapat memperkirakan laju alir fluida setiap hari nya (BFPD), pada pembahasan kali ini akan dibahas tentang efek *soundspeed* terhadap berbagai profil laju aliran gas dengan menggunakan *flowmeter ultrasonic*.

#### 4.1 Spesifikasi *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)*

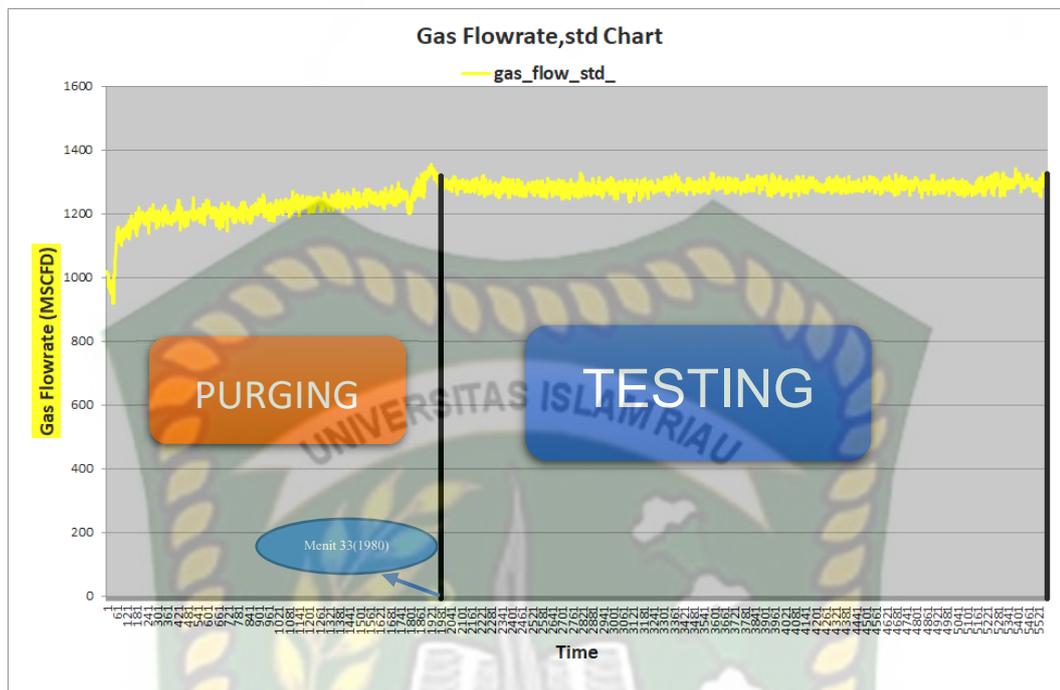
Pada saat pengukuran laju aliran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*, spesifikasi dari unit dan sistem yang digunakan diseragamkan agar tidak terjadi perbedaan atau ketidakakuratan pembacaan laju alir gas.

<i>Brand</i>	: GE Panametrics (Panaflow)
<i>Max Oper Press</i>	: 1480 psig
<i>Max Oper temp</i>	: 302 °F
<i>Path Length (P)</i>	: 8,5711 inch
<i>Axial Length (L)</i>	: 5,7640 inch
<i>Meter Size</i>	: 3 inch
<i>Inner Diameter (ID)</i>	: 2,9006 inch
Metode pengukuran UFM	: <i>Transite Time</i> (waktu tempuh)
Type UFM	: <i>Single-path</i>
Mode Accuflow (MPFM)	: Junior (5-700 BFPD)
<i>Well test</i>	: <i>Gas Well</i>

Kegiatan pengukuran laju alir gas dengan menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* hanya dilakukan di sumur gas dengan tujuan agar pengukuran lebih akurat tanpa adanya kontaminasi dari *liquid* yang ikut terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*. Metode perhitungan pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* menggunakan metode waktu tempuh (*transite time*), mode junior dipilih karena laju aliran kecil (5-700 BFPD) dan hanya berupa aliran gas dengan adanya sedikit fraksi *liquid* (kondensat). Ukuran diameter pipa disesuaikan dengan ukuran *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.

#### 4.2 *Purging*

Pada tahap awal pengukuran laju alir gas menggunakan *Ultrasonic gas flowmeter (UFM)*, dipastikan terlebih dahulu kondisi dimana aliran mulai stabil (laminar) dengan cara melihat fluktuasi grafik dari laju aliran gas terhadap waktu pada grafik. Untuk mencapai ke stabilan dari aliran diperlukan *purging*. *Purging* adalah pembersihan pipa yang di dalamnya masih terdapat sisa fluida dari sumur yang dilakukan *test* sebelumnya agar pada saat *test* dilakukan pada sumur baru pembacaan lebih akurat karena tidak bercampur dengan fluida sumur sebelumnya. *Purging* biasanya membutuhkan waktu 15 menit atau lebih, tergantung dari fluktuasi grafik yang ditampilkan oleh *Human machine interface (HMI)* pada *software accuflow*, grafik *flow rate* gas telah stabil seperti ditampilkan gambar berikut :



**Gambar 4. 1** Gas Flowrate Vs Time

Sumber : Data Well Testing (2018)

### 4.3 Testing

Testing dilakukan setelah dilihat pada grafik *gas flowrate* (mscfd) terhadap time(s) tidak terdapatnya fluktuasi yang begitu jauh dan dianggap aliran telah stabil (laminar), aliran stabil dimulai pada menit ke 33 (detik 1980) hingga akhir *testing*. Tujuan dari diharuskan menunggu keadaan stabil (laminar) adalah untuk pembacaan yang lebih akurat karena *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* yang digunakan adalah jenis *ultrasonic single path* yang kurang cocok dengan aliran turbulen ataupun aliran transisi sehingga memerlukan aliran laminar untuk pengoprasian yang lebih baik.

### 4.4 Data Well Testing

Perhitungan laju alir gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* 3 Inch menggunakan mode *accuflow junior* (5-700 BFPD). Dengan mengambil dua kandidat sumur dengan satu sumur dengan aliran gas kering (*dry gas*) dan satu dengan aliran gas basah (*wet gas*), setiap satu kandidat sumur gas dilakukan *test*

sebanyak lima kali untuk mengetahui parameter di dalamnya dan perubahan parameter berdasarkan waktu *well testing*, dikarenakan produktivitas sumur setiap harinya akan berbeda, waktu *well testing* yang berbeda akan mendapatkan perbedaan nilai parameter yang berbeda pula yang nantinya akan dianalisis.

**Tabel 4. 1** Data *Well test* sumur gas

Nama Sumur	Tanggal Test	Gas Flowrate (mscfd)	Avarage Soundspeed (ft/s)	Velocity (ft/s)	P (Psig)	T (°F)
<b>GAS KERING (DRY GAS)</b>						
BP#13	04-Jan-18	1576,71	1103,61	52,56	100,36	93,58
	04-Feb-18	1245,13	1104,93	42,56	93,48	119,76
	04-Mar-18	1288	1104,4	47,94	102,91	128,13
	21-Apr-18	1252,13	1108,09	46,62	85,25	123,49
	06-Mei-18	1232,59	1105,96	46,23	85,49	131,11
<b>GAS BASAH (WET GAS)</b>						
BP#11	18-Jan-18	661,6	1312,02	58,32	27,32	107,21
	21-Feb-18	642,41	1302,4	62,26	23,29	114,85
	20-Mar-18	704,63	1358,14	44,46	45,88	118,9
	08-Apr-18	574,89	1315,85	45,2	34,91	129,05
	04-Mei-18	856,44	1307,11	28,3	93,7	103,24

Sumber : Data *Well Testing* (2018)

#### 4.5 Parameter Pembacaan *Ultrasonic Gas Flowmeter* (UFM)

Sebelum melihat perbandingan grafik laju alir gas terhadap parameter pembacaan pada *ultrasonic gas flowmeter* (UFM), terlebih dahulu akan dibahas beberapa kesimpulan yang telah didapatkan dari berbagai sumber sebagai pembanding antara hasil yang didapatkan terhadap hasil dilapangan atau sebagai acuan terhadap data yang akan di analisis. Parameter yang terdapat pada *ultrasonic flowmeter* (UFM).

##### 4.5.1 *Soundspeed*

*Soundspeed* merupakan kecepatan suara yang dihasilkan dari *transducer* dan akan ditangkap lagi oleh *receiver* dan menghasilkan jalur akustik dan dapat dihitung dalam *transite time*. Kecepatan suara tergantung dengan densitas media didalam sistem transportasi dan dapat digunakan menghitung aliran masa, namun perlu dicatat bahwa tekanan dan suhu gas tidak berpengaruh pada nilai kecepatan

suara dari waktu transit. sehubungan dengan aspek pipa nilai *sound speed* pada aliran natural gas berkisar 1000 - 1500 ft/s (Thompson, 2011). Kecepatan suara dalam gas tergantung pada komposisi, suhu gas dan sebagian kecil pada tekanan (McBane, Campbell, & DiBello, 2007).

Pengukuran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) dengan metode *transite time* menggunakan gelombang suara ultrasonic, gelombang suara ultrasonic adalah gelombang suara dengan frekuensi diatas pendengaran manusia (biasanya diatas 18Khz). Agar gelombang suara merambat, jika memungkinkan dalam keadaan tidak teredam pengukuran aliran ultrasonik untuk cairan beroperasi dengan frekuensi suara diMegahertz dan pengukur aliran ultrasonik untuk gas beroperasi dengan frekuensi suara dikisaran 100 Kilohertz (Zhang, 2009). Dengan mengukur dimensi pipa dan waktu transit *upstream* (hulu) dan *downstream* (hilir) kita juga dapat menghitung kecepatan suara di sepanjang setiap jalur. Kecepatan suara untuk setiap jalur akan dianalisis sebagai parameter yang sangat berguna dalam memverifikasi *flowmeter* secara keseluruhan bekerja dengan baik (Lansing & Rd, 2003).

#### 4.5.2 *Velocity* (Kecepatan Aliran)

Saat ini ada banyak jenis prinsip pengukuran aliran yang dapat digunakan untuk pengukuran profil kecepatan seperti pengukuran aliran ultrasonik. Sampai saat ini sebagian besar meter aliran industri telah dirancang khusus untuk mengukur *avarage velocity* (kecepatan aliran rata-rata). Namun *flow meter* bisa digunakan untuk mengetahui profil kecepatan aliran juga diperlukan. *Velocity* didefinisikan sebagai distribusi kecepatan diarah aksial di atas penampang pipa melingkar, informasi terperinci tentang distribusi kecepatan adalah sangat penting misalnya dalam industri minyak dan gas dimana distribusi kecepatan aliran mungkin berguna untuk lebih banyak perhitungan yang akurat dari jumlah minyak dan gas yang telah didistribusikan dan dijual kepada pelanggan melalui pipa tertentu (Kurnadi & Trisnobudi, 2006).

Profil kecepatan aliran tergantung pada sifat fluida dan konfigurasi pipa yang biasanya tidak seragam. Kondisi ini akan menghasilkan profil aliran asimetris dan sebagai konsekuensinya akan mempengaruhi keakuratan

pengukuran laju aliran fluida. Pengukur aliran ultrasonik dengan konfigurasi *multi-path* transduser dirancang untuk memperoleh hasil pengukuran yang lebih akurat baik untuk simetris maupun aliran asimetris (Kurnadi & Trisnobudi, 2006).

#### 4.5.3 Suhu

*Flowmeter Ultrasonic* yang digunakan pada penelitian mempunyai tahanan terhadap suhu maksimal 302 °F, *flowmeter ultrasonic* harus memenuhi persyaratan akurasi pengukuran aliran sepanjang tekanan kerja penuh, suhu dan rentang komposisi gas. Dalam pengukuran laju alir gas densitas gas sering berubah seiring perubahan suhu dan tekanan, perubahan densitas ini mempengaruhi keakuratan laju aliran yang terukur, pada persamaan hukum gas nyata temprature merupakan suatu parameter yang terdapat di dalamnya, setiap perubahan temprature akan mempengaruhi volume gas yang dihitung.

#### 4.5.4 Tekanan

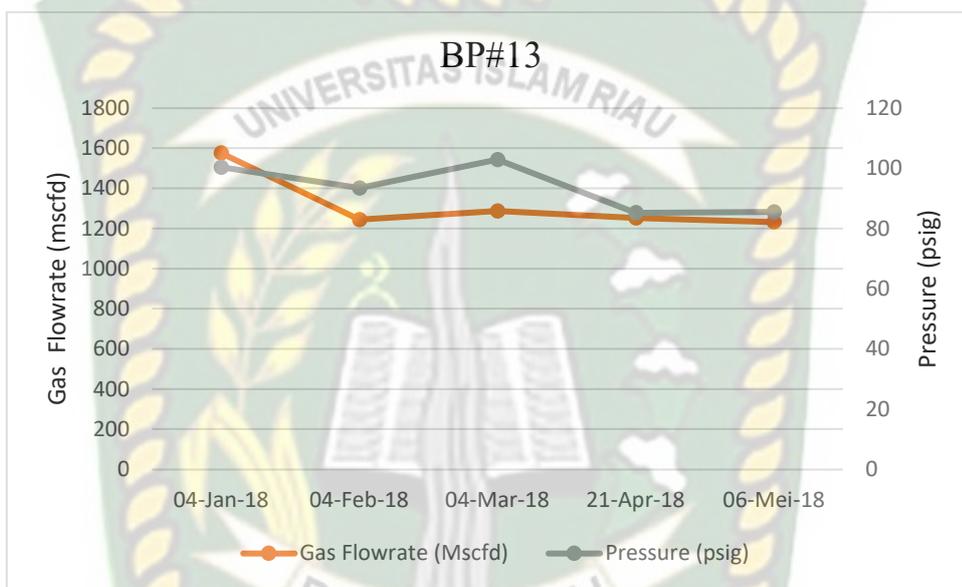
Pada *flowmeter ultrasonic* yang digunakan selama penelitian memiliki kemampuan tahanan tekanan maksimal 1480 psig, sehingga jika tekanan melebihi tekanan maksimal maka akan terjadi *error reading* pada *flowmeter ultrasonic*. Tekanan merupakan salah satu parameter yang digunakan pada persamaan perhitungan laju aliran gas ideal dan juga salah satu karakteristik aliran fluida yang mengalir, namun pada pengukuran gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) fungsi tekanan dapat dijadikan salah satu acuan apakah meteran *ultrasonic* bekerja dengan baik. kecepatan perambatan gelombang *ultrasonic* tergantung dari dua faktor media yang dilaluinya yaitu kerapatan media dan tekanan media (Novianta, 2010).

Karena pada *ultrasonic gas flowmeter* (UFM) menggunakan pengukuran menggunakan gelombang suara *ultrasonic* maka tidak ada bagian yang bergerak secara mekanik yang berarti *non-intrusive* sehingga tidak terjadi *pressure drop* (penurunan tekanan). Parameter tekanan yang didapat pada saat melakukan *well testing* adalah tekanan yang dibaca oleh *pressure transmitter* yang berada pada unit *accuflow multiphase flowmeter* (MPFM). Dari pernyataan yang telah didapatkan dari berbagai sumber diatas akan dibandingkan terhadap hasil yang didapat dilapangan.

#### 4.6 Analisis Sumur BP#13 Gas Kering (*Dry Gas*)

##### 4.6.1 Analisis *Gas Flowrate* Terhadap *Pressure*

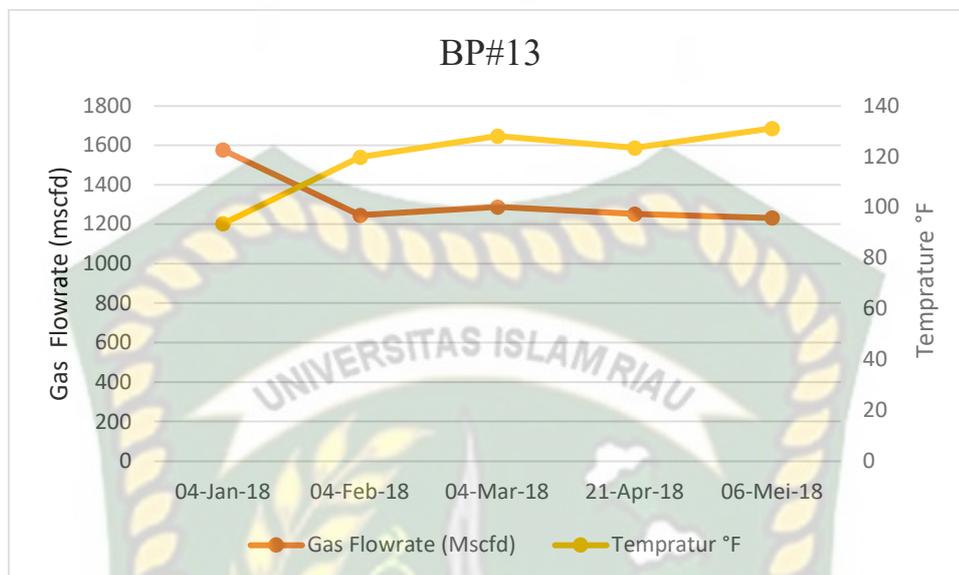
Tekanan merupakan suatu parameter yang sangat berpengaruh terhadap laju alir gas, pada suatu persamaan menghitung laju aliran gas pada kondisi standar tekanan merupakan salah satu parameter yang digunakan, oleh sebab itu analisis laju alir gas terhadap tekanan akan dianalisis.



**Gambar 4. 2** *Gas Flowrate vs Pressure*

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 4 Januari 2018 hingga 6 Mei 2018 pada *gas well* BP#13 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *pressure*, berdasarkan grafik diatas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *pressure* linear pada test yang dilakukan mulai dari 4 Januari 2018 sampai 21 April 2018, namun kadaan tidak linear terjadi pada pengetesan pada tanggal 6 Mei 2018. Namun secara keseluruhan dapat dikatakan linear karena kenaikan tekanan hanya sedikit dan tidak lebih dari 1 psig.

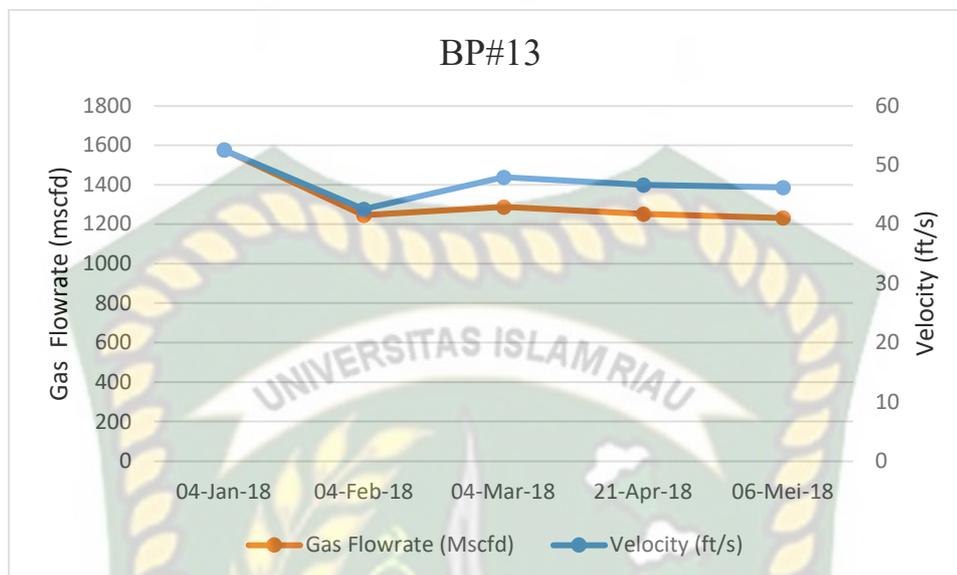
#### 4.6.2 Analisis Gas Flowrate Terhadap Temperature



**Gambar 4.3** Gas flowrate vs temperatures

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 4 Januari 2018 hingga 6 Mei 2018 pada *gas well* BP#13 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *temperature*, berdasarkan grafik diatas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *temperature* adalah tidak linear ditandai dengan penurunan *temperature* tidak disertai dengan penurunan *gas flowrate*. Dapat disimpulkan bahwa *temperature* tidak memiliki pengaruh terhadap *gas flowrate*, *Temperature* yang terbaca disini adalah *temperature* yang terbaca oleh *temperature transimiter* yang berada pada unit *accuflow multiphase flowmeter* (MPFM).

#### 4.6.3 Analisis Gas Flowrate Terhadap Velocity

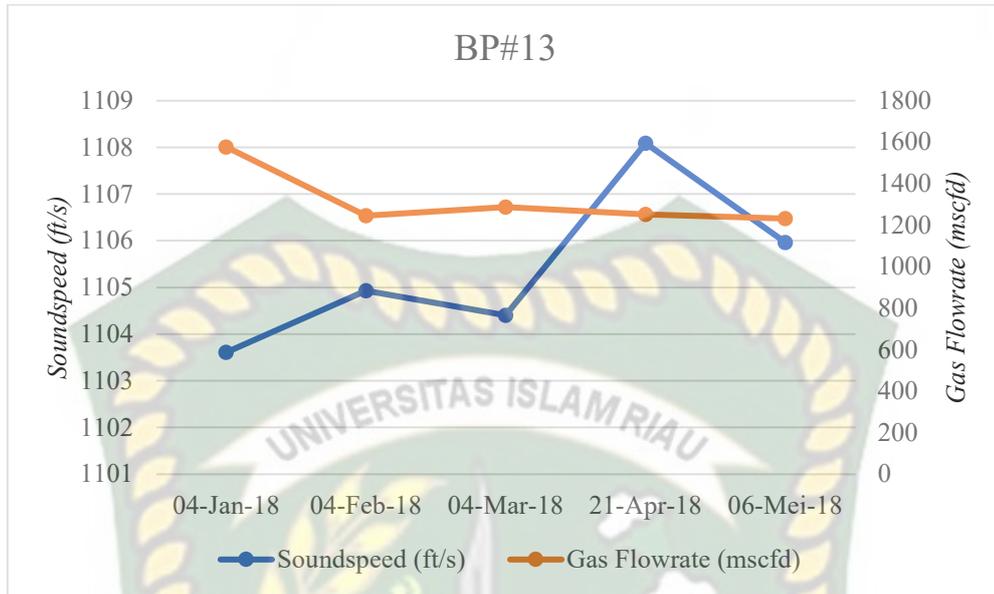


**Gambar 4. 4** Gas flowrate vs Velocity

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 4 Januari 2018 hingga 6 Mei 2018 pada *gas well* BP#13 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *velocity*, berdasarkan grafik diatas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *velocity* adalah linear ditandai dengan penurunan *velocity* disertai dengan penurunan *gas flowrate*, karena pada dasarnya *velocity* merupakan laju fluida yang mengalir melewati penampang pipa persatuan waktu maka semakin tinggi nilai *velocity* maka nilai *gas flowrate* juga akan meningkat.

#### 4.6.4 Analisis Gas Flowrate Terhadap Soundspeed

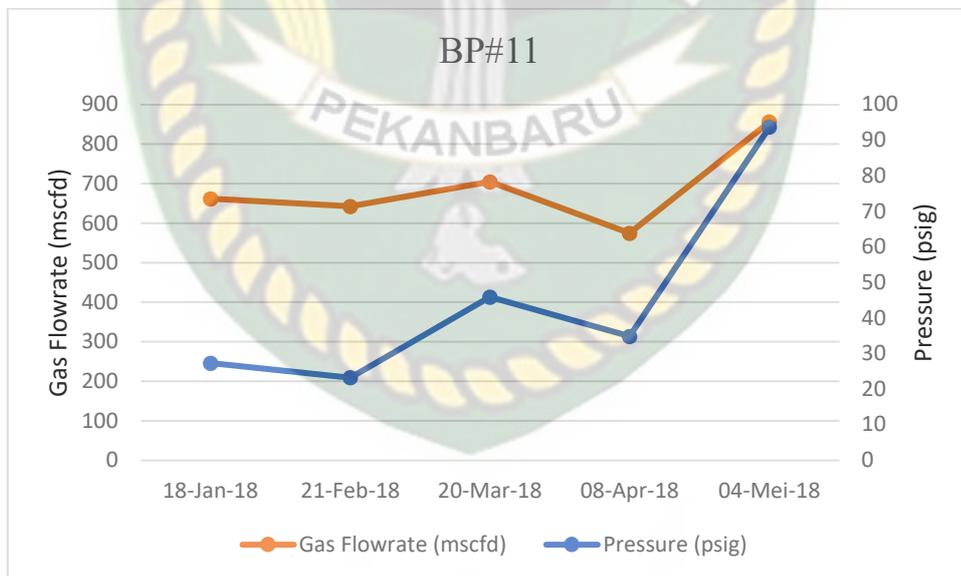
Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 4 Januari 2018 hingga 6 Mei 2018 pada *gas well* BP#13 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *soundspeed*, pada grafik di atas nilai *soundspeed* pada setiap test yang dilakukan pada *gas well* BP#13 menunjukkan hasil yang tidak linear dimana peningkatan nilai *soundspeed* tidak disertai peningkatan *gas flowrate* karena pada dasarnya *soundspeed* tidak dapat menentukan laju alir gas namun nilai *soundspeed* dapat digunakan sebagai indikator untuk mengetahui keakuratan pembacaan pada *ultrasonic gas fowmeter (UFM)* dan juga perbedaan gas kering dan gas basah yang mengalir disuatu sumur. Grafik perbandingan antara *gas flowrate* terhadap *soundspeed* dapat dilihat pada grafik dibawah.



**Gambar 4. 5 Gas Flowrate vs Soundspeed**

**4.7 Analisis Sumur BP#11 Gas Basah (Wet Gas)**

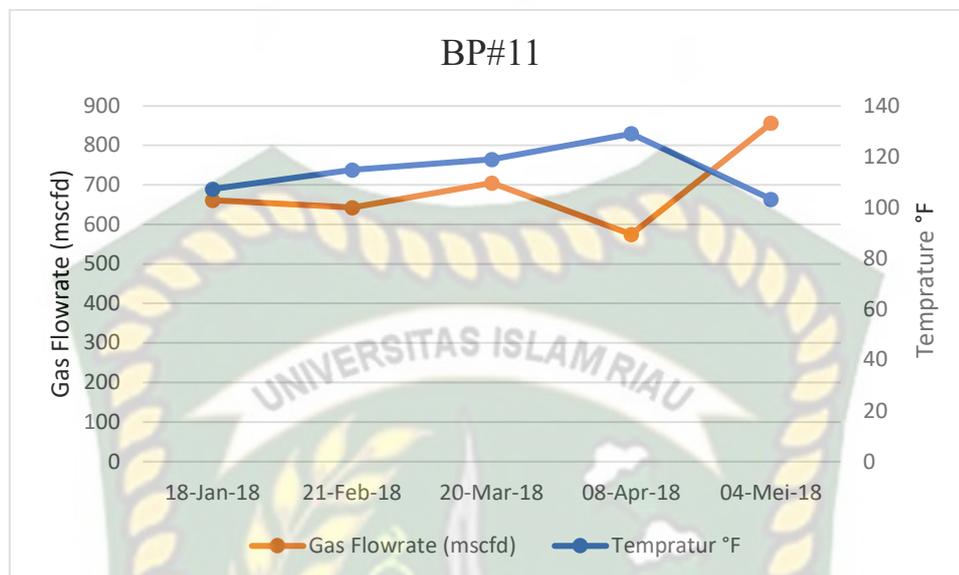
**4.7.1 Analisis Gas Flowrate Terhadap Pressure**



**Gambar 4. 6 Gas Flowrate vs Pressure**

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 18 Januari 2018 hingga 4 Mei 2018 pada *gas well* BP#11 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *pressure*, berdasarkan grafik diatas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *pressure* adalah linear ditandai dengan kenaikan *pressure* diikuti dengan kenaikan *gas flowrate*.

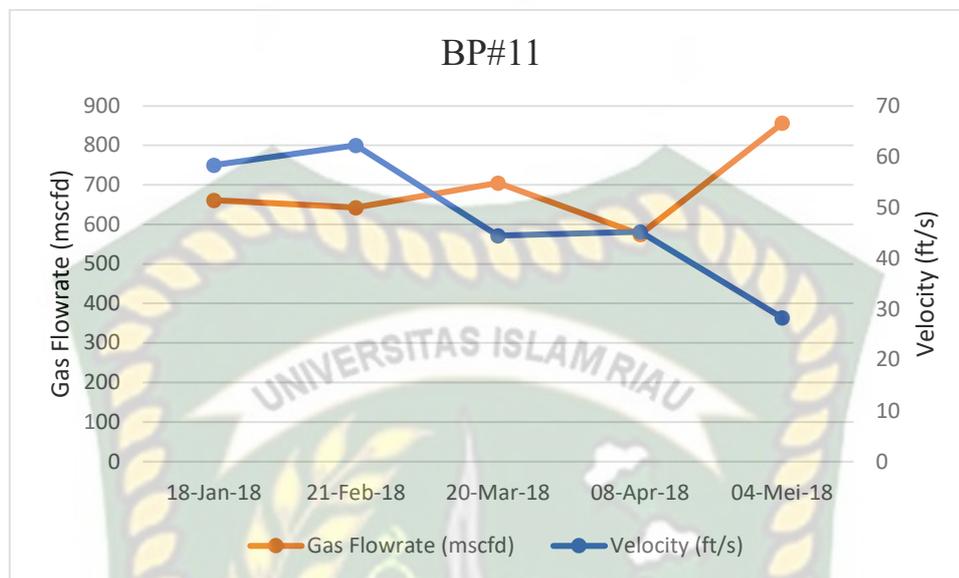
#### 4.7.2 Analisis Gas Flowrate Terhadap Temperatur



**Gambar 4. 7** Gas flowrate vs temprature

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 18 Januari 2018 hingga 4 Mei 2018 pada *gas well* BP#11 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *temprature*, berdasarkan grafik di atas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *temprature* adalah tidak linear ditandai dengan penurunan *temprature* tidak disertai dengan penurunan *gas flowrate*. *Temprature* yang terbaca disini adalah *temprature* yang terbaca oleh *temprature transimiter* yang berada pada unit accuflow MPFM.

### 4.7.3 Analisis Gas Flowrate Terhadap Velocity



**Gambar 4.8** Gas flowrate vs Velocity

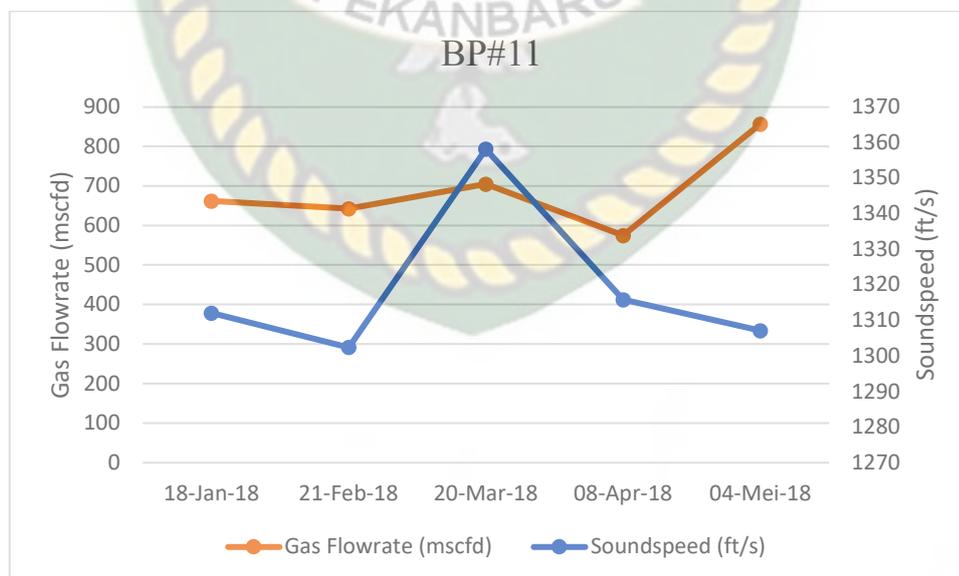
Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 18 Januari 2018 hingga 4 Mei 2018 pada *gas well* BP#11 didapatkan grafik perbandingan *gas flowrate* terhadap *velocity*, berdasarkan grafik di atas hubungan antara *gas flowrate* terhadap *velocity* adalah tidak linear ditandai dengan penurunan *velocity* tidak disertai dengan penurunan *gas flowrate*. Aliran dimana kandungan cairan yang terdapat dalam aliran gas bisa sangat kompleks dan tergantung pada berbagai faktor, pada kecepatan aliran rendah dalam pipa horizontal cairan cenderung mengalir dibagian bawah pipa. Ini adalah salah satu bentuk aliran yang disebut bertingkat dimana kecepatan aliran cairan biasanya lebih kecil dari kecepatan aliran gas. Rasio dari kecepatan cair dan gas disebut *slip* (Funck, Baldwin, & Gmbh, 2011).

Kesalahan pada pembacaan *velocity* biasanya disebabkan oleh perubahan pola aliran. Pada kecepatan rendah ada pola aliran bertingkat yang menyebabkan *slip* terhadap kecepatan aliran di dalam pipa sehingga cairan mengalir dibagian bawah pipa dan mengurangi area pipa yang dilewati gas yang secara teoritis mengarah kekesalahan yang sebanding dengan pengurangan ini (Funck et al., 2011). Pada *gas well* BP#11 yang merupakan aliran gas basah (*wet gas*) dengan laju alir gas yang rendah <900 mscfd. Gas basah (*wet gas*) pada kondisi

permukaan memungkinkan membentuk fraksi *liquid* sehingga pada aliran di dalam pipa pada permukaan tidak hanya terbaca aliran gas namun juga terbaca aliran *liquid*, karena gas lebih bersifat mobile dari pada *liquid* dan fungsi *flowmeter ultrasonic* untuk membaca aliran gas sehingga pada perbandingan *gas flowrate* terhadap *velocity* adalah tidak linear karena adanya *liquid* yang berada di bawah pipa sehingga menyebabkan ruang aliran untuk gas menjadi lebih kecil.

#### 4.7.4 Analisis Gas Flowrate Terhadap Soundspeed

Tercatat pada pengetesan sebanyak lima kali mulai dari 18 Januari 2018 hingga 4 Mei 2018 pada *gas well* BP#11 didapatkan grafik perbandingan *soundspeed* terhadap *gas flowrate* adalah tidak linear, karena pada saat kenaikan nilai *soundspeed* tidak disertai kenaikan *gas flowrate*, walapun *soundspeed* tidak dapat menghitung *gas flowrate* namun aliran pada sumur BP#11 adalah aliran gas basah (*wet gas*) maka dilakukan analisis untuk melihat perbedaan nilai *soundspeed* pada aliran gas kering dan gas basah, *gas flowrate* pada *gas well* BP#11 lebih kecil dari pada *gas well* BP#13 dikarenakan *well gas* BP#11 memiliki kandungan gas lebih sedikit dibandingkan *gas well* BP#13. Grafik perbandingan *soundspeed* terhadap *gas flowrate* dapat dilihat dibawah ini.



Gambar 4. 9 Gas Flowrate vs Soundspeed

#### 4.8 Analisis Parameter Yang Berpengaruh Terhadap Perubahan Laju Alir Gas

Dari hasil plot grafik parameter diatas terhadap perubahan laju alir gas, parameter yang didapat dari pembacaan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* seperti :

1. Tekanan (Psig)
2. Temperatur (°F)
3. *Velocity (ft/s)*
4. *soundspeed (ft/s)*

Parameter yang berpengaruh terhadap perubahan laju alir gas adalah tekanan dan *velocity* ditandai dengan setiap perubahan parameter tekanan dan *velocity* diikuti juga oleh perubahan pada laju alir gas, yang mana dua parameter tersebut memiliki hasil plot yang linear walaupun pada plot tekanan terhadap *gas flowrate* pada sumur gas BP#13 pada pengetesan tanggal 21 April 2018 – 6 Mei 2018 tidak linear, namun secara keseluruhan dapat dikatakan linear karena perubahan tekanan tidak lebih dari 1 psig. Sedangkan pada sumur gas BP#11 nilai *velocity* tidak linear terhadap *gas flowrate* karena adanya fenomena *slip*. Baik pada sumur BP#13 dan BP#11 nilai *pressure* tetap mempengaruhi perubahan laju alir gas yang terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)*.

##### 4.8.1 Rata – Rata Perubahan Gas Flowrate Terhadap Pressure Dan Velocity Pada Sumur Gas BP#13 (Dry Gas)

Dari data *well testing* pada tabel 4.1 dapat dihitung jumlah perubahan rata-rata laju alir gas, *velocity* dan *pressure*. Dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

**Tabel 4.2** Nilai Rata-Rata Parameter Pada Sumur Gas BP#13

Nama Sumur	<i>Gas Flowrate</i> (mscfd)	<i>Velocity</i> (ft/s)	P (°F)
BP#13	1576,71	52,56	100,36
	1245,13	42,56	93,48
	1288	47,94	102,91
	1252,13	46,62	85,25
	1232,59	46,23	85,49
Rata-Rata	1318,912	47,182	93,498

Dari tabel diatas akan dihitung perubahan laju alir gas setiap 1 kenaikan atau penurunan nilai *velocity* dan *pressure*, dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

**Tabel 4.3** Perubahan Laju Alir Gas Terhadap *Velocity* Dan *Pressure*

Nama Sumur	<i>Gas Flowrate</i> ( <i>Mscfd</i> )	<i>Velocity</i> ( <i>ft/s</i> )	Perubahan Laju Alir Gas Setiap Satu Nilai <i>Velocity</i>	Keterangan
BP#13	1318,912	47,182	27,95	Normal
	<i>Gas Flowrate</i> ( <i>Mscfd</i> )	<i>Pressure</i> ( <i>ft/s</i> )	Perubahan Laju Alir Gas Setiap Satu Nilai <i>Pressure</i>	Keterangan
	1318,912	93,498	14,11	Normal

#### 4.8.2 Rata – Rata Perubahan *Gas Flowrate* Terhadap *Pressure* Dan *Velocity* Pada Sumur Gas BP#11 (*Wet Gas*)

Dari data *well testing* pada tabel 4.1 dapat dihitung jumlah perubahan rata-rata laju alir gas, *velocity* dan *pressure*. Dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

**Tabel 4.4** Nilai Rata-Rata Parameter Pada Sumur Gas BP#11

Nama Sumur	<i>Gas Flowrate</i> ( <i>mscfd</i> )	<i>Velocity</i> ( <i>ft/s</i> )	P (°F)
BP#11	661,6	58,32	27,32
	642,41	62,26	23,29
	704,63	44,46	45,88
	574,89	45,2	34,91
	856,44	28,3	93,7
Rata-Rata	687,994	47,708	45,02

Dari tabel diatas akan dihitung perubahan laju alir gas setiap 1 kenaikan atau penurunan nilai *velocity* dan *pressure*, dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

**Tabel 4.5** Perubahan Laju Alir Gas Terhadap *Velocity* Dan *Pressure*

Nama Sumur	<i>Gas Flowrate</i> ( <i>Mscfd</i> )	<i>Velocity</i> ( <i>ft/s</i> )	Perubahan Laju Alir Gas Setiap Satu Nilai <i>Velocity</i>	Keterangan
BP#11	687,994	47,708	14,42	Normal
	<i>Gas Flowrate</i> ( <i>Mscfd</i> )	<i>Pressure</i> ( <i>ft/s</i> )	Perubahan Laju Alir Gas Setiap Satu Nilai <i>Pressure</i>	Keterangan
	687,994	45,02	15,28	Normal

#### 4.9 Analisis Keakuratan Pengukuran Laju Alir Gas

Hasil pengukuran laju alir gas yang terbaca oleh *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)* pada *gas well* BP#13 dan BP#11 akan dibandingkan dengan kalkulasi dari persamaan yang telah diketahui sebelumnya dan melihat selisih perbandingan antara keduanya, dan untuk memastikan pembacaan *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)* pada keadaan baik maka akan dilihat dari nilai *soundspeed* yang tercatat pada saat pengujian berlangsung. Dimana nilai *soundspeed* yang tercatat pada *Ultrasonic Gas Flowmeter (UFM)* tidak melebihi 1500 ft/s yang mengindikasikan bebas dari fenomena *liquid carry-over* yang akan mengganggu keakuratan pengukuran laju alir gas nantinya.

##### 4.9.1 Gas Well BP#13 (Dry Gas)

Pada pengujian *gas well* BP#13 tanggal 04 Januari 2018 didapatkan data dan parameter sebagai berikut :

ID	= 2,9006 inch
	= 0,242 ft
Pressure	= 100,36 psig
	= 115,06 psia
Temperature	= 93,58 °F
	= 553,58 °R
Temperature kondisi Standar	= 60 °F
	= 520 °R
Velocity	= 52,56 ft/s
Soundspeed	= 1103,61 ft/s

##### A. Mencari Besar Luas Penampang

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{\pi \cdot ID^2}{4} \\
 &= \frac{3,14 \cdot 0,242^2 \text{ ft}}{4} = 0,0459 \text{ ft}^2
 \end{aligned}$$

### B. Menghitung Volume Laju Alir Gas per Hari (Manual)

$$\begin{aligned}
 Q_{Max Actual/s} &= V \cdot A \\
 &= 52,56 \text{ ft/s} \cdot 0,0459 \text{ ft}^2 \\
 &= 2,413 \text{ cuft/s} \\
 Q_{Max Actual/d} &= Q_{Max Actual/s} \cdot 86400 \\
 &= 2,413 \text{ cuft/s} \cdot 86400 \\
 &= 208483,2 \text{ cuft/d} \\
 &= 208,4832 \text{ mscfd} \\
 Q_{Max Standart /d} &= \frac{(Q_{Max Actual/d} \cdot (p/t) \cdot 520)}{14,7} \\
 &= \frac{(208,4832 \text{ mscfd} \cdot (115,06/553,58) \cdot 520)}{14,7} \\
 &= 1532,85 \text{ mscfd}
 \end{aligned}$$

Dari salah satu contoh perhitungan untuk mendapatkan hasil laju alir gas secara manual diatas dengan persamaan yang diketahui, selisih hasil perhitungan manual dan hasil yang terbaca oleh *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* pada *gas well* BP#13 secara keseluruhan dapat dilihat di tabel di bawah :

**Tabel 4.6 Gas Flowrate Pada Gas Well BP#13**

Gas Well	Tanggal Test	Soundspeed (ft/s)	Gas Flowrate Standart (mscfd)		Selisih (%)
			UFM	Manual	
BP#13	04-Jan-18	1103,61	1576,71	1532,85	0,4
	04-Feb-18	1104,93	1245,13	1113,78	1,3
	04-Mar-18	1104,4	1288	1344,6	0,5
	21-Apr-18	1108,09	1252,13	1120,37	1,3
	06-Mei-18	1105,96	1232,59	1094,08	1,3
Rata - Rata Selisih (%)					0,96

Dari tabel diatas diketahui pada *gas well* BP#13 nilai *soundspeed* tidak melebihi 1500 ft/s dan bebas dari fenomena *liquid carry-over* dan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* bekerja dengan baik, selisih perbandingan perhitungan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* maupun perhitungan manual memiliki selisih yang kecil yaitu 0,96%.

#### 4.9.2 Gas Well BP#11 (Wet Gas)

Pada pengujian gas well BP#11 tanggal 18 Januari 2018 didapatkan data dan parameter sebagai berikut :

ID	= 2,9006 inch
	= 0,242 ft
Pressure	= 27,32 psig
	= 42,02 psia
Temperature	= 107,21 °F
	= 567,21 °R
Temperature kondisi Standar	= 60 °F
	= 520 °R
Velocity	= 58,32 ft/s
Soundspeed	= 1312,02 ft/s

##### A. Mencari Besar Luas Penampang

$$A = \frac{\pi \cdot ID^2}{4}$$

$$= \frac{3,14 \cdot 0,242^2 \text{ ft}}{4} = 0,0459 \text{ ft}^2$$

##### e. Menghitung Volume Laju Alir Gas per Hari

$$Q_{Max Actual/s} = V \cdot A$$

$$= 58,32 \text{ ft/s} \cdot 0,0459 \text{ ft}^2$$

$$= 2,677 \text{ cuft/s}$$

$$Q_{Max Actual/d} = Q_{Max Actual/s} \cdot 86400$$

$$= 2,677 \text{ cuft/s} \cdot 86400$$

$$= 231292,8 \text{ cuft/d}$$

$$= 231,2928 \text{ mscfd}$$

$$Q_{Max Standart /d} = \frac{(Q_{Max Actual/d} \cdot (p/t) \cdot 520)}{14,7}$$

$$= \frac{(231,2928 \text{ mscfd} \cdot (42,02/567,21) \cdot 520)}{14,7}$$

$$= 606,12 \text{ mscfd}$$

Dari salah satu contoh perhitungan untuk mendapatkan hasil laju alir gas secara manual diatas dengan persamaan yang diketahui, selisih hasil perhitungan manual dan hasil yang terbaca oleh Ultrasonic Gas Flowmeter (*UFM*) pada *gas well* BP#13 secara keseluruhan dapat dilihat di tabel di bawah :

**Tabel 4.7 Gas Flowrate Pada Gas Well BP#11**

Gas Well	Tanggal Test	Soundspeed (ft/s)	Gas Flowrate Standart (mscfd)		Selisih (%)
			UFM	Manual	
BP#11	18-Jan-18	1312,02	661,6	606,12	0,6
	21-Feb-18	1302,4	642,41	577,27	0,7
	20-Mar-18	1358,14	704,63	652,79	0,5
	08-Apr-18	1315,85	574,89	534,12	0,4
	04-Mei-18	1307,11	856,44	764,09	0,9
			Rata - Rata Selisih (%)		0,62

Dari tabel diatas diketahui pada *gas well* BP#11 nilai *soundspeed* tidak melebihi 1500 ft/s dan bebas dari fenomena *liquid carry-over* dan *ultrasonic gas flowmeter* (*UFM*) bekerja dengan baik, selisih perbandingan perhitungan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter* (*UFM*) maupun perhitungan manual memiliki selisih yang kecil yaitu 0,62 %.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah didapatkan sehingga didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada sumur gas BP#13 setiap perubahan satu nilai *velocity* sebanding dengan 27,95 mscfd perubahan laju alir gas, setiap perubahan satu nilai *pressure* sebanding dengan 14,11 mscfd perubahan laju alir gas sedangkan pada sumur BP#11 setiap perubahan satu nilai *velocity* sebanding dengan 14,42 mscfd perubahan laju alir gas dan setiap perubahan satu nilai *pressure* sebanding dengan perubahan 15,28 mscfd laju alir gas.
2. Berdasarkan nilai *soundspeed* pada tiap kandidat *gas well* yang diuji, nilai *soundspeed* yang didapat tidak melebihi 1500 ft/s dan bebas dari fenomena *liquid carry-over* sehingga pembacaan laju alir gas pada *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* dikatakan akurat dengan rata-rata selisih pengukuran laju alir gas basah (BP#11) memiliki selisih yang lebih kecil yaitu 0,62% dibandingkan dengan laju alir gas kering (BP#13) 0,96 %.

## 5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan disarankan kepada peneliti selanjutnya untuk :

1. Menganalisis laju alir gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* dengan metode efek doppler dan analisis parameter yang didapatkan dari pembacaan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* menggunakan metode efek doppler.
2. Menganalisis laju alir gas menggunakan *ultrasonic gas flowmeter (UFM)* dengan metode waktu tempuh (*transite time*) *multipath* pada aliran transisi dan turbulen.
3. Mengevaluasi nilai *soundspeed* dengan menggunakan *software* dan membandingkan dengan metode konvensional.

## DAFTAR PUSTAKA

*QS Al-Baqarah 267*

*QS Az-Dzariyat 20*

Abdasaah, D. (1998). *Teknik Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Ahmed, S., Khakwani, A., Ahmed, I., & Daud, F. (2018). *Boosting Condensate Recoveries of a Mature Retrograde Gas-Condensate Field in Pakistan*.

<https://doi.org/10.2118/192853-ms>

Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook Second Edition. In *Gulf Professional Publishing* (Second Edi).

Al-Mubarak, A. M. A.-. (1997). A New Methode In Calculating Water Cut And Oil Water Volume Using Coriolis Meter. *SPE 38786*, 377–379.

Amdal, J., Danielsen, H., Dykesteen, E., Flølo, D., Grendstad, J., Hide, H. O., ... Torkildsen, B. H. (2005). Handbook of multiphase metering Produced for by : In *Test*. Norwegia: The Norwegian Society of Chartered Technical Scientific Professionals (Tekna).

Amri, K., Wiranata, L. F., Fitria, F., Michael, R., & Kurniadi, D. (2015). Pengukuran Aliran Gas menggunakan Ultrasonik Flowmeter 3-Lintasan Akustik Transduser-Ganda dengan Metoda Waktu-Tempuh Simultan. *Journal Control*, 8(1), 10–11.

Brill, J. P. (2007). Multiphase Flow in Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 39(01), 15–21. <https://doi.org/10.2118/16242-pa>

Chilingar, G. V, Buryakovsky, L., Eremenko, N. A., & Gorfunkel, M. V. (2005). Geology and geochemistry of oil and gas. *Developments in Petroleum Science* 52, 390. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Chirinos, W. A., Gomez, L. E., Wang, S., Mohan, R. S., Shoham, O., & Kouba, G. E. (2007). Liquid Carry-Over in Gas/Liquid Cylindrical Cyclone Compact Separators. *SPE Journal*, 5(03), 259–267. <https://doi.org/10.2118/65094-pa>

Croucher, A. E., Newson, J. A., Anderson, E. B., Hochwimmer, A., Yamazawa, S., Lin, S., ... Energy, N. (2000). *An automated well test analysis system (awtas)*. 2(Horne 1995).

Derr, C. W. (2011). *The Field User ' s Perspective*. 1.

- Drenthen, J. G., & De Boer, G. (2001). The manufacturing of ultrasonic gas flow meters. *Flow Measurement and Instrumentation*, 12(2), 89–99. [https://doi.org/10.1016/S0955-5986\(01\)00003-6](https://doi.org/10.1016/S0955-5986(01)00003-6)
- Funck, B., Baldwin, P., & Gmbh, F. (2011). *WET GAS ULTRASONIC CLAMP-ON FLOW MEASUREMENT*. 1–12.
- Ghurri, A. (2015). *Aliran Fluida Internal dan Eksternal Aliran Fluida Internal dan Eksternal*. Bali: Jurusan Teknik Mesin - Universitas Udayana.
- Griffith, P. (2007). Multiphase Flow in Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 36(03), 361–367. <https://doi.org/10.2118/12895-pa>
- Haidi, J. (2015). *Pengaruh Perhitungan Flow Gas Terhadap Perubahan Suhu Gas Alam Dengan Alat Ukur Orifice Meter*. Bengkulu.
- Kurnadi, D., & Trisnobudi, A. (2006). A multi-path ultrasonic transit time flow meter using a tomography method for gas flow velocity profile measurement. *Particle and Particle Systems Characterization*, 23(3–4), 330–338. <https://doi.org/10.1002/ppsc.200601067>
- Kurniaji, P., Pirngadi, H., & Sardjono, T. A. (2013). Perancangan dan Simulasi Ultrasonik Doppler. *Jurnal Teknik ITS*, 2(1), 4–7.
- Lansing, J., & Rd, O. K. (2003). *Principles of Operation for Ultrasonic Gas Flow Meters*. 1–12.
- Löfqvist, T., Sokas, K., & Delsing, J. (2003). Speed of sound measurements in gas-mixtures at varying composition using an ultrasonic gas flow meter with silicon based transducers. *FLOMEKO 2003 - 11th IMEKO TC9 Conference on Flow Measurement*.
- Lunde, P., Kippersund, R. A., & Vestrheim, M. (2003). Signal modelling using the FLOSIM system model in ultrasonic instrumentation for industrial applications. *Proceedings of Norwegian Signal Processing Symposium*.
- McBane, R. A., Campbell, R. L., & DiBello, E. G. (2007). Acoustic Flowmeter Field Test Results. *SPE Production Engineering*, 6(01), 49–56. <https://doi.org/10.2118/17722-pa>
- Novianta, M. A. (2010). Alat Ukur Kecepatan Fluida Dengan Efek Doppler Menggunakan Mikrokontroler At89S51. *Jurnal Teknologi*, 3(28), 1–9.

- Obong, B., Franklyn, O., Tima, E., & Azibapu, F. (2018). *The Use Of Clamp-On Gas Flowmeter In Gas Lift Operations- Badan Field Experience*. <https://doi.org/10.2118/193413-ms>
- Razi, M., Morriss, S., & Podio, A. (2007). *Characterizing Flow Through a Perforation Using Ultrasonic Doppler*. <https://doi.org/10.2523/29544-ms>
- Sheet, P. D. (2015). *Micro Motion ® F-Series Flow and Density Meters Micro Motion ® F-Series flow and density meters*. (January), 4–20.
- Sitompul, Y. D. (2011). *Characteristic of Ultrasonic to Detect Quality of Japan Cucumber*.
- Suwandhika, B., & Trisnobudi, D. K. A. (2009). *Pengukuran Aliran Udara Dalam Pipa Menggunakan Gelombang Ultrasonik Dengan Metoda Korelasi Silang*. 1(1), 41–47.
- Thompson, E. (2011). Fundamentals of multipath ultrasonic flow meters for gas measurement. *American School of Gas Measurement Technology*, (Figure 1).
- Tschirner, P. (2005). Ultrasonic flow measurement installation. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 95(2), 1180–1180. <https://doi.org/10.1121/1.408440>
- Umam, S. C. (2016). *MULTI GAS WELLS SYSTEM MENGGUNAKAN GAS MASS FLOWRATE OPTIMIZATION ON MULTI*.
- Vidhotomo, E., & Sc, R. M. M. (1973). *ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN “ BEAR ” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH ( Studi kasus PT Chevron Pacific Indonesia )*. 1.
- Zhang, R. (2009). Ultrasonic flow measurement. In *Hydrocarbon Engineering*.