

**ANALISIS PENGARUH EFEK *DRIVE GAIN* TERHADAP
KEAKURATAN PENGUKURAN *WATER CUT* PADA
MICROMOTION
TUGAS AKHIR**

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

BANI QINTARA ARIDHITA

NPM 133210600



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Bani Qintara Aridhita

NPM : 133210600

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Pengaruh Efek *Drive Gain* Terhadap Keakuratan Pengukuran *Water Cut* Pada *Micromotion*.

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

DEWAN PENGUJI

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

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

Penguji : Novia Rita ST., MT. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 21 Desember 2019

Disahkan oleh:

**SEKRETARIS PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

NOVRIANTI, ST., 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.

Pekanbaru, Desember 2019

Bani Qintara Aridhita
133210600



KATA PENGANTAR

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

1. Novrianti, ST. MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua Khairul Anwar dan Alm. Irdawati, beserta adik saya Dinda Amelia Putri atas dukungan serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
3. Eka Fitri Lestari ST selaku mentor di lapangan, yang telah membantu dan memberikan masukan dalam menyelesaikan kendala dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Seluruh karyawan PT. Mitra Prana Abadi Sentosa yang telah memberikan ilmu dan masukan selama penyusunan tugas akhir ini.
6. Teruntuk teman perjuangan yang senantiasa memberikan semangat dalam berbagai bentuk untuk penyelesaian tugas akhir saya: Abdul Riki Hermawan, Bimantara Prayogo, dan Dakas Febrian.
7. 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

Bani Qintara Aridhita



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

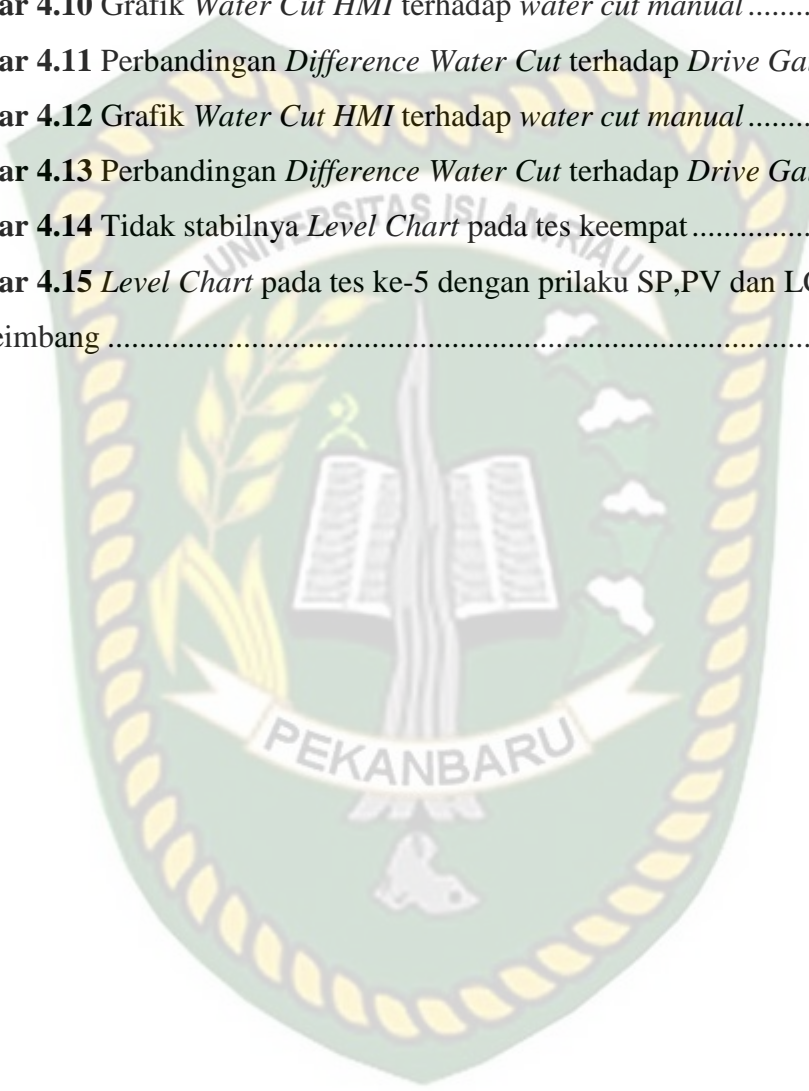
HALAMAN PENGESAHAN.....	II
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	III
KATA PENGANTAR.....	IV
DAFTAR ISI.....	VI
DAFTAR GAMBAR.....	VII
DAFTAR TABEL	X
DAFTAR LAMPIRAN	XI
DAFTAR SINGKATAN.....	XII
DAFTAR SIMBOL	XIII
ABSTRAK	XIV
ABSTRACT	XV
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. LATAR BELAKANG	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.3. BATASAN MASALAH.....	3
1.4. METODOLOGI PENELITIAN	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1. <i>ACCUFLOW MULTI-PHASE FLOW METER</i>	6
2.1.1. <i>Accuflow Flow Process</i>	9
2.1.2. <i>Komponen Accuflow</i>	11
2.2. <i>MICROMOTION</i>	14
2.2.1 <i>Prinsip Kerja Corioliss Mass Flowmeter</i>	17
2.2.2 <i>Indikator Keakuratan Micromotion</i>	19
2.3 <i>PRODUCTIVITY INDEX DAN INFLOW PERFORMANCE</i> <i>RELATIONSHIP (IPR)</i>	23
2.3.1 <i>Productivity Index</i>	23
2.3.2 <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	23
BAB III TINJAUAN LAPANGAN	28
3.1. STRATIGRAFI LAPANGAN BQA	28

3.2. STRUKTUR GEOLOGI DAERAH LAPANGAN MINYAK BQA....	32
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	34
4.1. MEKANISME PEMBACAAN <i>WATER CUT</i> DI <i>MICROMOTION</i>	34
4.2. MENGHITUNG <i>WATER CUT</i> , <i>OIL</i> , <i>WATER FLOWRATE</i> DAN <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)</i>	40
4.3. ANALISIS EFEK <i>DRIVE GAIN</i> TERHADAP KEAKURATAN <i>WATER CUT</i>	47
4.3.1. <i>Well B#002</i>	48
4.3.2. <i>Well B#045</i>	50
4.3.3. <i>Well B#115</i>	53
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	58
5.1. KESIMPULAN	58
5.2. SARAN.....	58
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN I	
LAMPIRAN II	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Penelitian	5
Gambar 2.1	Skema MPFM <i>AccuflowTM SR Series</i> (PT. MPAS, 2017).....	8
Gambar 2.2	Mode senior <i>Accuflow</i> (PT. MPAS, 2017)	9
Gambar 2.3	Mode junior <i>Accuflow</i> (PT. MPAS, 2017)	10
Gambar 2.4	Separator (PT MPAS 2017).....	112
Gambar 2.5	<i>Micromotion</i> (M. & Gonzales, 1978).....	13
Gambar 2.6	<i>Ultrasonic gas flowmeter</i> (Lansing, 2003).....	13
Gambar 2.7	<i>Level Control Valve</i> (Damayanti, Santosa, & Santoso, 2015).....	14
Gambar 2.8	<i>Coriolis Mass Flow Meter</i> (Al-Mubarak, 1997).....	15
Gambar 2.9	Prinsip dasar kerja pada <i>Coriolis Mass Flowmeter</i> (Al-Taweel, Barlow, & Aggour, 1997).....	17
Gambar 2.10	<i>Coriolis Mass Flow Meter</i> (Rajendran, 2018).....	18
Gambar 2.11	Keadaan aliran pada <i>Micromotion</i> (Marshall & MacGillivray, 2016)	19
Gambar 2.12	(a) Representasi Δt fasa gelombang (b) Representasi frekuensi yang mempresentasikan <i>densitas</i> fluida (Wilkinson, 2006).	19
Gambar 2.13	Kurva IPR Linier (Gatlin, 1960).....	24
Gambar 2.14	Kurva IPR tidak linier (Gatlin, 1960).....	25
Gambar 2.15	Kurva IPR Aliran Tiga Fasa	26
Gambar 3.1	Kolom stratigrafi daerah penelitian	30
Gambar 3.2	Posisi Lapangan BQA di daerah sub-Cekungan Aman Tengah (Cekungan Sumatra Tengah) - dimodifikasi dari Yarmanto, Aulia, K., Mertani, B., Heidrick, T.L., 1996.....	33
Gambar 4.1	<i>Human Machine Interface</i> (sumber: PT. MPAS).....	36
Gambar 4.2	<i>Summary</i> perolehan <i>water cut</i> HMI (sumber: PT.MPAS)	37
Gambar 4.3	Grafik <i>Water Cut</i> selama <i>well test</i> berlangsung	39
Gambar 4.4	Grafik kurva IPR sumur B#002.....	44
Gambar 4.5	Grafik kurva IPR sumur B#045	45
Gambar 4.6	Grafik kurva IPR sumur B#115	46

Gambar 4.7	Grafik <i>Water cut HMI</i> terhadap <i>water cut manual</i>	48
Gambar 4.8	Grafik Perbandingan <i>Difference Water Cut</i> terhadap <i>Drive Gain</i> .	49
Gambar 4.9	Fluktuasi Grafik <i>Drive gain</i> yang tidak <i>linier</i> pada tes pertama ...	50
Gambar 4.10	Grafik <i>Water Cut HMI</i> terhadap <i>water cut manual</i>	51
Gambar 4.11	Perbandingan <i>Difference Water Cut</i> terhadap <i>Drive Gain</i>	52
Gambar 4.12	Grafik <i>Water Cut HMI</i> terhadap <i>water cut manual</i>	53
Gambar 4.13	Perbandingan <i>Difference Water Cut</i> terhadap <i>Drive Gain</i>	55
Gambar 4.14	Tidak stabilnya <i>Level Chart</i> pada tes keempat.....	56
Gambar 4.15	<i>Level Chart</i> pada tes ke-5 dengan perilaku SP,PV dan LC yang seimbang	57



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Konstanta C_n untuk masing-masing harga A_n	26
Tabel 4.1	Spesifikasi Instrumen aliran fluida <i>Micromotion</i> (sumber: PT. MPAS)	37
Tabel 4.2	Densitas sumur-sumur pada lapangan BQA.	40
Tabel 4.3	Hasil Perhitungan <i>Water Cut, Oil & Water flowrate</i> beserta <i>drive gain</i>	41
Tabel 4.4	<i>Difference Water Cut vs Drive Gain</i>	48
Tabel 4.5	<i>Difference Water Cut vs Drive Gain</i>	50
Tabel 4.6	<i>Difference Water Cut vs Drive Gain</i>	53

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN 1** Perhitungan *Water Cut, Oil & Water flowrate*
LAMPIRAN II Perhitungan *Inflow Performance Relationship*



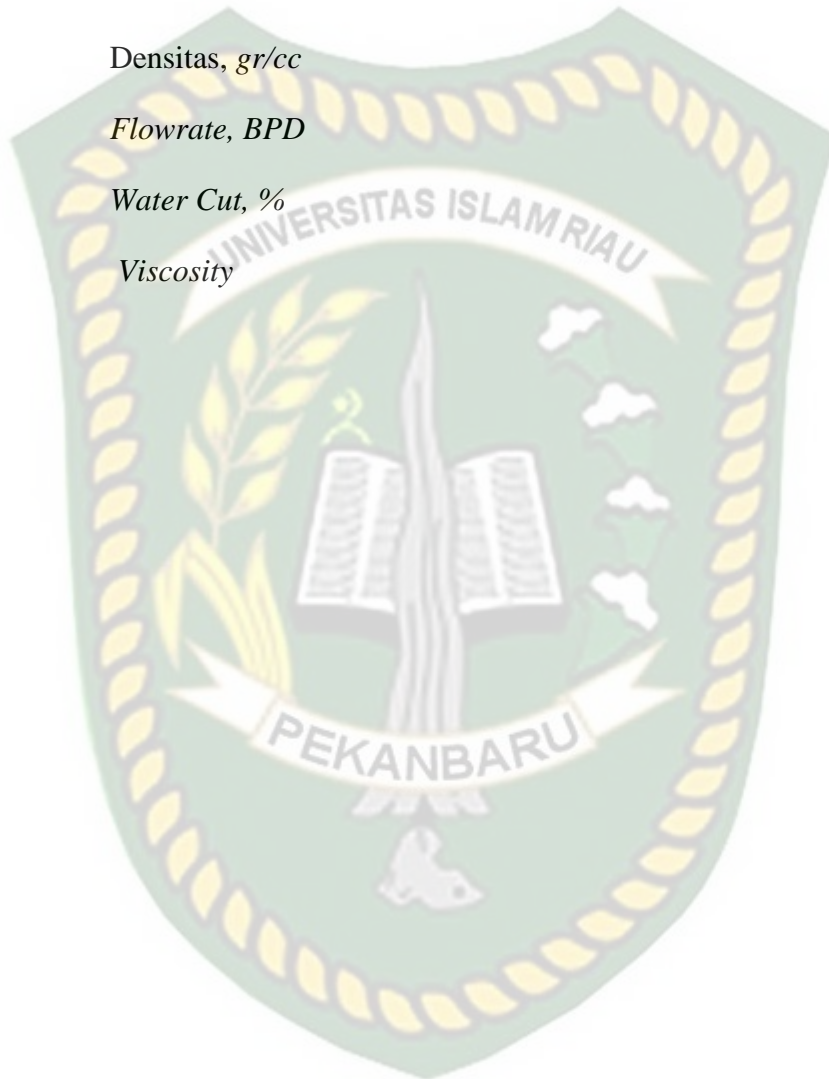
Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

BFPD	<i>Barrels Fluid Per Day</i>
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
BWPD	<i>Barrel Water Per Day</i>
CPI	<i>Chevron Pasific Indonesia</i>
CMF	<i>Corioliss Mass Flowmeter</i>
DG	<i>Drive Gain</i>
GOSP	<i>Gas Oil Separation Plan</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
LCV	<i>Level Control Valve</i>
LC	<i>Level Control</i>
MM	<i>Micromotion</i>
MSCFD	<i>Million Standart Cubic Feet Per Day</i>
MPFM	<i>Multi Phase Flow Meter</i>
MPAS	<i>Mitra Prana Abadi Sentosa</i>
MWT	<i>Mobile Well Test</i>
NOC	<i>Net Oil Computer</i>
PE	<i>Petroleum Engineering</i>
PV	<i>Present Value</i>
PLC	<i>Progammable Logic Controller</i>
RTD	<i>Resistance Temperature Detector</i>
SP	<i>Setting Point</i>
WC	<i>Water Cut</i>

DAFTAR SIMBOL

ρ	Densitas, gr/cc
Q	Flowrate, BPD
Wc	Water Cut, %
μ	Viscosity



**ANALISIS PENGARUH EFEK *DRIVE GAIN* TERHADAP
KEAKURATAN PENGUKURAN *WATER CUT* PADA *MICROMOTION***

**BANI QINTARA ARIDHITA
133210600**

ABSTRAK

Drive gain merupakan persentase gas yang ikut terlarut bersama cairan yang masuk ke dalam *micromotion*. *Drive gain* digunakan untuk mengkonfirmasi adanya kehadiran dari gas yang ada di *micromotion* sebagai contoh dari penerapan diagnostik secara internal dalam sistem sensor untuk mendeteksi perubahan *water cut*. Dari fenomena ini sering terjadi masalah yang didapatkan pada saat pengerjaan *well test* berlangsung. Masalah ini mengakibatkan kurang akuratnya perolehan produksi karena pembacaan *water cut* yang kurang akurat sehingga penelitian ini perlu dilakukan untuk dianalisis.

Salah satu teknologi yang digunakan dalam penentuan metodologi pengukuran parameter ini ialah dengan menggunakan teknologi *Coriolis Mass Flow Meter* yang merupakan salah satu skema *multi-phase metering system* (MPFM) yakni MPFM *Accuflow* PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (PT. MPAS). Untuk melakukan pekerjaan ini dipakai *Mobile Well Test* dengan menggunakan *Accuflow Unit* di lapangan BQA. Metodologi pengukuran parameter ini digunakan berdasarkan perhitungan yang berbasis *output* dari *Programmable Logic Controller* (PLC) dimana data bisa disimpan dan kemudian diambil. Kemudian data akan dianalisis pada *Well Test Report* dengan memperhatikan perilaku dari perolehan *drive gain* terhadap hasil dari perbedaan *water cut* yang dibaca oleh *micromotion*.

Hasil penelitian tersebut menunjukkan bahwa ketiga sumur yaitu sumur B#002, B#045 dan B#015 tingkat keakuratan pembacaan *water cut* berdasarkan perolehan *drive gain* yang dibaca oleh *micromotion* dimana perbandingan perbedaan *water cut* terhadap nilai *drive gain* ini adalah *linier*. *Linier* ini berdasarkan semakin tinggi perolehan *drive gain* maka tingkat *trial error* dari perbedaan *water cut* semakin besar sehingga pembacaan *water cut* yang terbaca pada *micromotion* kurang akurat. Untuk Sumur B#002 pada tes ke-1 nilai *drive gain* sebesar 13,09% dengan perbedaan *water cut* 1,66% yang hampir mendekati batas keakuratan data pada *micromotion* (<2%). Sumur B#045 pada tes ke-4 diperoleh nilai *drive gain* yang tinggi sebesar 29,5% dengan nilai perbedaan *water cut* sebesar 3,75%. Sedangkan untuk sumur B#115 pada tes ke-4 diindikasikan adanya kehadiran gelembung-gelembung gas/*foaming*.

Kata kunci : *Micromotion, drive gain, well test, coriolis mass flowmeter, water cut.*

**ANALYSIS OF THE EFFECT DRIVE GAIN ON THE ACCURACY OF WATER
CUT MEASUREMENT IN MICROMOTION**

**BANI QINTARA ARIDHITA
133210600**

ABSTRACT

Drive gain is the percentage of gas that dissolves with liquid entering micromotion. Drive gain is used to confirm the presence of micromotion gas as an example of internal diagnostic application in the sensor system to detect water cut changes. From this phenomenon, problems often occur when the well test works. This problem resulted in a lack of accurate production gains due to the reading of the water cut is not accurate so that this research needs to be done to be analyzed.

From the identification of this problem, one of the technologies used in determining this parameter measurement methodology is by using Coriolis Mass Flow Meter technology, which is one of the multi-phase metering system (MPFM) schemes namely MPFM Accuflow PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (PT. MPAS). To do this work, Mobile Well Test is used by using the Accuflow Unit on the BQA field. The measurement methodology of this parameter is used based on output based calculations from the Programmable Logic Controller (PLC) where data can be stored and then retrieved. Then the data will be analyzed at Well Test Report by paying attention to the behavior of drive gain gain towards the results of differences in water cut read by micromotion.

The results showed that the three wells were wells B # 002, B # 045 and B # 015 the accuracy of the water cut reading based on the gain of drive gain read by micromotion where the comparison of the difference between the water cut and the drive gain value was linear. This line is based on the higher drive gain, the higher the level of trial error from the difference in water cut so that the reading of the micromotion readable water cut is less accurate. For B # 002 well in the first test the drive gain value is 13.09% with a water cut difference of 1.66% which is almost close to the limit of the accuracy of the data on micromotion (<2%). The B # 045 well in the 4th test obtained a high drive gain value of 29.5% with a water cut difference value of 3.75%. Whereas for B # 115 well on the 4th test indicated the presence of gas bubbles / foaming.

Keywords : *Micromotion, drive gain, well test, coriolis mass flowmeter, water cut.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Well Testing merupakan suatu pekerjaan yang dilakukan untuk mengetahui jumlah fluida yang dihasilkan baik minyak, air, dan gas (*aliran multi-phase*) yang terproduksi dari suatu sumur minyak. Pengujian sumur merupakan salah satu aktivitas pengumpulan data yang paling penting dalam pengerjaan *well service*. Data yang dikumpulkan berdampak terhadap setiap aspek pekerjaan yang direncanakan dan dilakukan di lapangan / reservoir. Berdasarkan hal tersebut *petroleum engineer* (PE) menganalisis sumur dan formasi, memastikan sumur tersebut masih berproduksi dengan baik atau memerlukan *well service* atau *workover job* untuk mempertahankan atau meningkatkan laju produksi (Rita, Novrianti, jasril, 2012). Data ini adalah komponen kunci dari program pengawasan yang baik yang mempengaruhi keputusan modal dan operasional di sumur minyak. Oleh karena itu, setiap upaya harus dilakukan untuk memastikan bahwa data ini akurat dan dihasilkan secara berkala untuk pengujian sumur yang dianggap akurat, aliran fluida (minyak, air & gas), suhu dan tekanan yang diukur harus mencerminkan kondisi aliran normal dari sumur. Hal ini disebut juga sebagai peralatan dan metodologi pengukuran yang tepat untuk *well test* dengan baik dan pelaporan data yang benar dalam *database* (Al-Saqabi, Kahali, & Al-Kandari, 2004).

Sebagai salah satu studi kasus dari implementasi metodologi pengukuran secara langsung yang tepat untuk *well test* dapat ditinjau pada lapangan BQA dengan wilayah operasional di Riau, Sumatra yang dimiliki PT. Chevron Pacific Indonesia (PT. CPI). Dari identifikasi masalah pada lapangan BQA tersebut, masalah yang sering terjadi pada saat pengerjaan *well testing* biasanya didapatkan tidak validnya kegiatan *well testing* yang dilakukan akibat perolehan produksi dimana *water cut* tidak valid atau kurang akurat pada saat kegiatan *well test* berlangsung. Kurang akuratnya perolehan ini seperti perolehan perbandingan

water cut yang diperoleh sebesar $>2\%$ disebabkan oleh faktor-faktor yang ada pada masalah kandidat sumur itu sendiri seperti diindikasikan adanya fluida *foaming*. Berdasarkan masalah ini, terdapat hubungan antara nilai *water cut* dan perolehan *drive gain* dimana kurang akuratnya *water cut* yang disebabkan oleh perolehan *drive gain* yang terlalu tinggi sehingga perhitungan produksi yang didapatkan kurang akurat/tepat. Dari identifikasi masalah ini, salah satu teknologi yang digunakan dalam penentuan metodologi pengukuran parameter ini ialah dengan menggunakan teknologi *Coriolis Mass Flow Meter* yang merupakan salah satu skema *multi-phase metering system* (MPFM) yakni MPFM *Accuflow* PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (PT. MPAS). Untuk melakukan pekerjaan ini dipakai *Mobile Well Test* dengan menggunakan *Accuflow Unit*.

Adanya fraksi kecil gas pada aliran *liquid* umumnya memiliki pengaruh yang sedikit pada pembacaan aliran massa. Pada situasi ini dimana ada fraksi gas yang lebih besar pada aliran cairan, perubahan densitas yang mengiringinya diartikan sebagai pengurangan *water cut*. Selain itu, pembacaan aliran massa mengalami kerusakan atau kecacatan karena penyerapan energi getaran oleh gas. Hal ini lah yang dikatakan sebagai adanya fenomena *Drive Gain*. Perolehan *drive gain* yang didapat dari *micromotion* adalah *output* dari *Programmable Logic Controller* (PLC) dimana data bisa disimpan dan kemudian diambil (Gysling & Loose, 2005). Dari fenomena ini sering terjadi masalah yang didapatkan pada saat pengerjaan *well test* berlangsung. Masalah ini mengakibatkan kurang akuratnya perolehan produksi yang diakibatkan pembacaan *water cut* kurang akurat sehingga penelitian ini perlu dilakukan untuk dianalisis.

Dari pemaparan di atas, maka indikator *drive gain* menjadi salah satu tolak ukur dalam penentuan keakuratan *water cut* yang diukur oleh *micromotion* sehingga penelitian ini perlu dilakukan dan dalam tugas akhir ini peneliti akan menganalisis pengaruh efek *drive gain* terhadap keakuratan pengukuran *water cut* pada *micromotion* dengan melihat perbandingan *water cut micromotion* dengan *water cut manual* dari *sample* berdasarkan data yang diperoleh dari *report* PT. Mitra Prana Abadi Sentosa (PT. MPAS).

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis keakuratan perbandingan pembacaan *water cut* yang dihitung baik secara manual maupun secara *Human Machine Interface* (HMI).
2. Menentukan perolehan laju alir maksimum yang dihitung berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR).
3. Analisis efek dari *drive gain* terhadap keakuratan *water cut* yang didapatkan berdasarkan perbandingan *water cut* pada *micromotion*.

1.3. BATASAN MASALAH

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka tulisan ini hanya membahas mengenai efek dari *drive gain* terhadap pengukuran *water cut* dengan menggunakan *micromotion* pada unit MPFM *Accuflow* PT. Mitra Prana Abadi Sentosa. Pengukuran tingkat keakuratan *water cut* hanya berdasarkan pembacaan dari *drive gain* terhadap perbandingan pembacaan *water cut* HMI yang diperoleh dari *micromotion* dan *water cut* manual yang diperoleh dari sample *inlet* unit MPFM *Accuflow Mobile Well Test*. Dengan mengesampingkan karakteristik reservoir, pengerjaan *workover*, *well service*, dan besaran volume *liquid* hilang akibat faktor titik didih fluida, serta mengesamping jenis fluida reservoir dan kegiatan yang dilakukan diluar dari kegiatan MWT (*Mobile Well Testing*).

1.4. METODOLOGI PENELITIAN

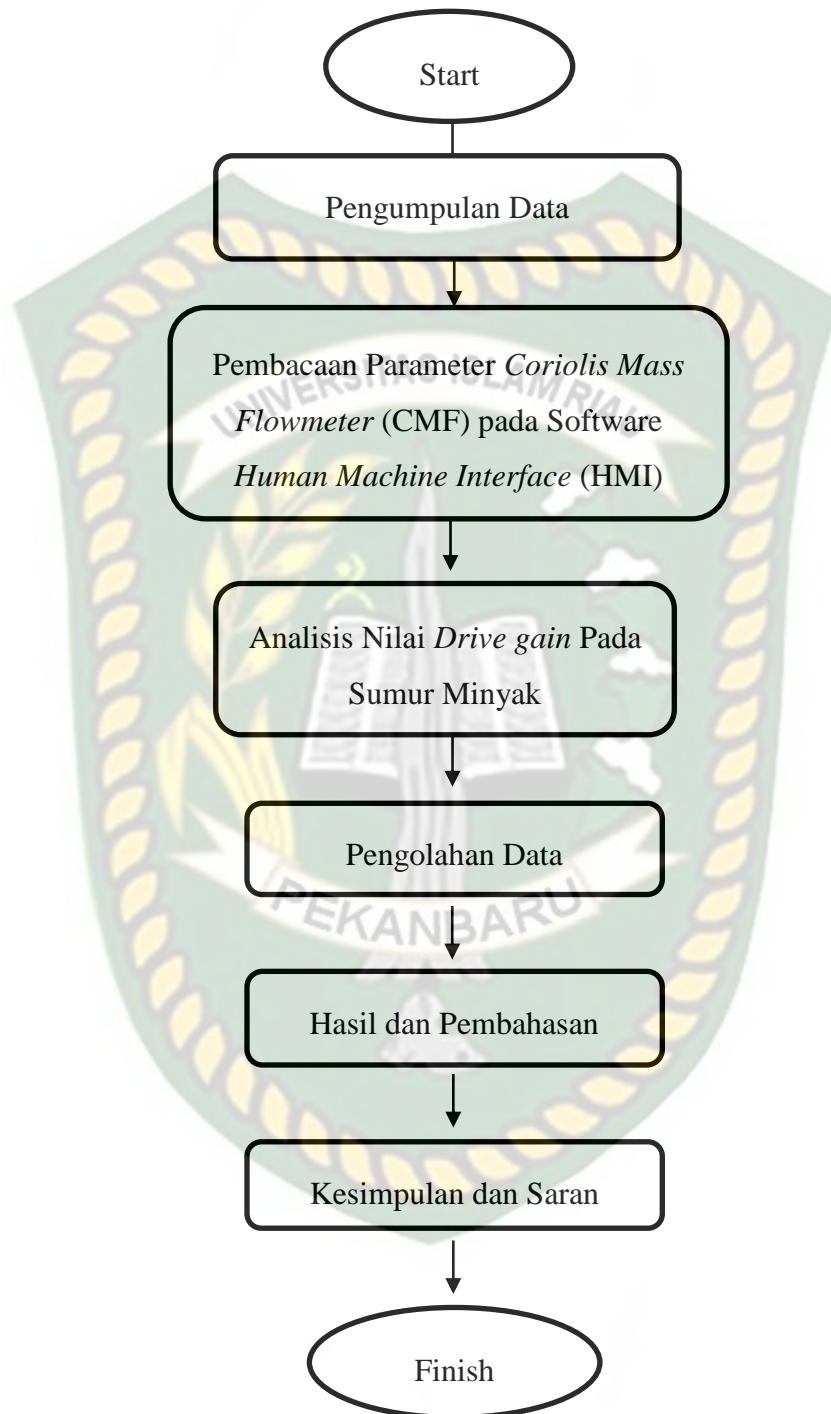
Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian dengan mengumpulkan data-data lapangan dan melakukan pengolahan data sesuai prosedur yang terdapat pada beberapa literatur yang ada yang berhubungan dengan perhitungan perolehan produksi minyak dan air serta analisis keefektivitasan *drive gain* terhadap keakuratan pengukuran *water cut* pada *micromotion* berdasarkan literatur mengenai *Micromotion*, dan jurnal yang relevan. Penulis melakukan penelitian dengan menggunakan data sekunder berupa

data-data *well test report* PT. MPAS. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh instruktur PT.MPAS, diskusi dan pengarahan dengan dosen pembimbing. Setelah itu dilakukan analisis data, evaluasi dan pembahasan yang membawa kepada kesimpulan yang menjawab tujuan dari penulisan.

Adapun metodologi dalam penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan BQA, Duri. Riau
2. Mengambil tiga kandidat sumur minyak pada lapangan BQA
3. Metode penelitian : *Field Research*

Data sekunder, yaitu menggunakan data *well testing* sumur minyak pada software HMI (*Human Machine Interface*) yang diberikan oleh perusahaan, buku pegangan pelajaran teknik perminyakan, *paper* dan diskusi dengan dosen pembimbing. Adapun diagram alir dari penelitian ini sebagai berikut :



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Kebutuhan manusia akan ilmu pengetahuan dan perkembangan teknologi sangatlah dibutuhkan. Karena dari sinilah ilmu pengetahuan yang dikuasai dengan baik akan menjadi bermanfaat bagi umat manusia berkat adanya tuntunan agama. Dalam hal ini agama akan menjadi pelita yang menerangi pemanfaatan ilmu pengetahuan bagi kesejahteraan umat manusia. Ilmu pengetahuan tanpa dilandasi agama akan buta dan agama tanpa dilandasi ilmu pengetahuan akan menjadi lumpuh, sebagaimana telah dijelaskan dalam Q.S. Al-‘Alaq ayat 1-5 Allah SWT telah mengisyaratkan agar manusia mau belajar menguasai ilmu pengetahuan. Perintah Allah SWT ini dalam firman-Nya berbunyi: “*Bacalah dengan (menyebut) nama Tuhanmu yang telah menciptakan. Dia menciptakan manusia dari segumpal darah, bacalah dan Tuhanmulah Yang Maha Pemurah. Yang mengajari manusia dengan perantaraan kalam. Dia mengajari manusia apa yang belum diketahuinya.*”

Harus disadari bahwa minyak bumi sebagai bahan galian sebagaimana bahan-bahan galian lainnya bersifat tak dapat diganti kembali, atau dengan kata lain adalah sumber kekayaan yang tak dapat diperbaharui jadi termasuk bahan habis pakai (*exhaustible*), oleh sebab itu dengan ilmu pengetahuan yang berkembang dari masa ke masa dan kemajuan teknologi kita harus melakukan upaya memperpanjang keberadaan minyak bumi yang kita eksploitasi dari waktu ke waktu (Mu'in, 2010). Dalam produksi minyak bumi, terdapat kegiatan *production test* untuk mengetahui karakteristik minyak, gas, dan air yang diproduksi suatu sumur serta untuk memonitor sumur secara individual dan total produksi suatu lapangan. Salah satu skema adalah *multi-phase metering system* atau *multi-phase flow metering* (MPFM) dengan menggunakan alat ukur *micromotion*.

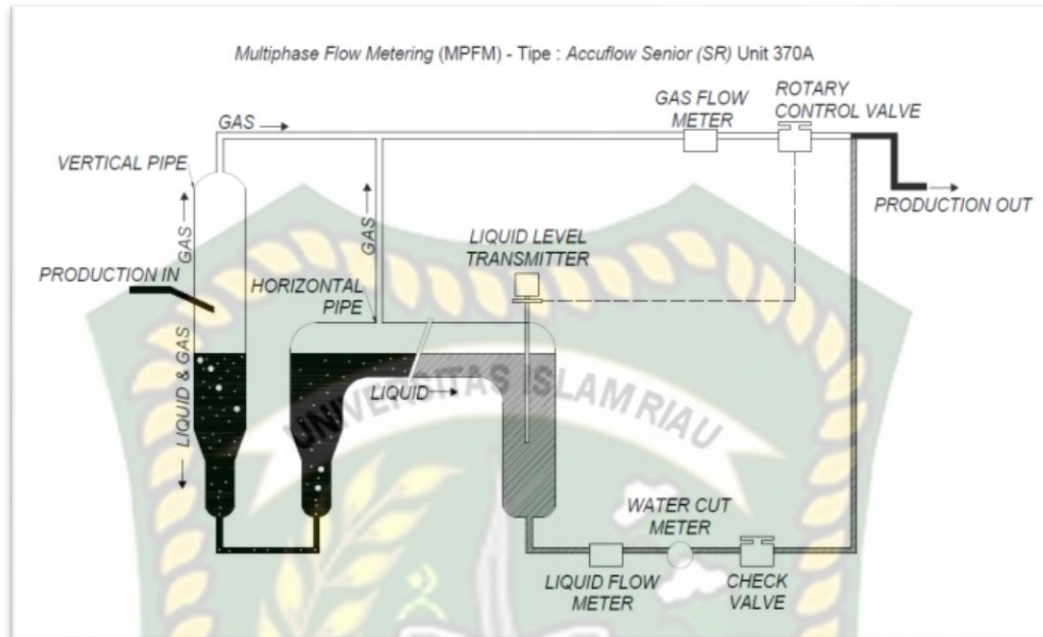
2.1. ACCUFLOW MULTI-PHASE FLOW METER

Tes produksi dilakukan secara rutin untuk mengukur minyak, gas dan air yang terproduksi oleh sumur di bawah kondisi produksi normal. Hasil tes ini

dibutuhkan untuk manajemen reservoir, peramalan tujuan dan untuk memonitoring dari sumur itu sendiri dan total produksi lapangan. Di samping itu, mereka memberikan bukti fisik secara berkala berdasarkan kondisi sumur, perubahan tak terduga seperti terproduksinya air dan gas yang dapat menandakan masalah sumur atau reservoir. Penurunan produksi yang tidak normal mungkin disebabkan oleh masalah pada *artificial lift*, *fill-up* pada casing, penumpukan *scale* pada perforasi, dan sebagainya (Al-Taweel, Barlow, & Aggour, 1997).

Pengembangan dari teknologi pengukuran *multi-phase* untuk aliran minyak, air dan gas dimulai pada tahun awal delapan puluhan. Setelah itu, telah ada beberapa upaya untuk mengembangkan teknologi aliran *multi-phase*. Sebagai hasil dari usaha besar ini, para industri sekarang mulai melihat teknologi aliran *multi-phase* menjadi teknologi pertama yang tersedia secara komersial.

Multi Phase Flow Meter (MPFM) adalah salah satu teknologi yang paling penting dalam pengujian sumur. Sejak pertengahan 1990-an, MPFM telah berevolusi dari teknologi baru yang revolusioner menjadi solusi yang diadopsi secara luas oleh operator besar di seluruh dunia. MPFM dapat lebih unggul dari pengujian sumur secara konvensional dalam banyak aspek. Dalam pengujian sumur secara konvensional, fase yang berbeda dari fluida yang mengalir harus benar-benar dipisahkan seperti pada *outlet* dari *gas oil separation plan* (GOSP) (Al-Kadem, Al-Khelaiwi, Al Mashhad, & Al Dabbous, 2015). MPFM lebih unggul dari pengujian sumur konvensional karena memungkinkan pengawasan konstan terhadap kinerja yang baik yang dapat membantu dalam memperbaiki karakterisasi reservoir. Keuntungan lain dari MPFM atas pengujian sumur konvensional adalah membutuhkan waktu pengukuran yang lebih sedikit, yaitu satu jam daripada menghabiskan berjam-jam menggunakan pemisah pengujian.



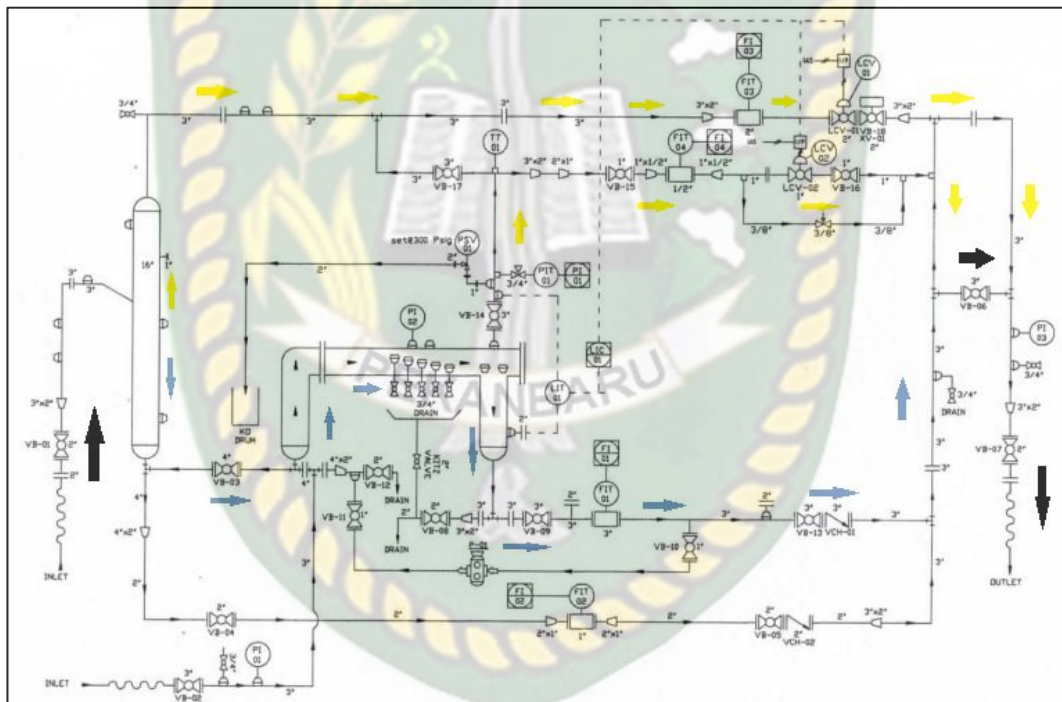
Gambar 2.1 Skema MPFM *Accuflow™ SR Series* (PT. MPAS, 2017)

Sistem *Accuflow™ SR Series Multiphase Metering* terdiri dari bagian pipa vertikal dan bagian pipa horizontal yang dihubungkan bersama seperti Gambar 2.1. Cairan multifase (minyak, air, gas) memasuki pipa vertikal secara tangensial, menciptakan perputaran aliran di pipa di mana sebagian besar gas dipisahkan dan mengalir ke atas. Sebagian gas yang tersisa akan mengalir di bawah dengan aliran cairan (minyak dan air) memasuki pipa horizontal di mana gas akan mengalami pemisahan lagi dari cairan. Tingkat dari cairan yang berada di dalam pipa horizontal dikendalikan di titik tengah pipa menggunakan *control valve* yang terletak di pipa aliran gas (Liu & Kouba, 1994).

Pada sistem *Accuflow™ SR Series*, *liquid meter* yang digunakan adalah *micromotion* dengan penerapan sistem *coriolis*, sedangkan gas meter menggunakan *ultrasonic gas flow meter*. Setelah pengukuran, aliran gas dan cairan digabungkan dan kembali ke aliran *multi-phase*. Sebelum mengalir ke unit *accuflow*, fluida akan melewati *spool inlet* dimana antara *spool inlet* dan *spool outlet* terdapat *block valve*, apabila *block valve* nya pada saat posisi tertutup (*close*), fluida akan masuk ke *accuflow* melalui *spool inlet* menuju *spool outlet* hal inilah yang dinamakan kegiatan *spool test* pada saat *rig-up*.

2.1.1. Accuflow Flow Process

Proses *well test* yang dilakukan pada unit *Accuflow* adalah mengalirkan fluida tes masuk melalui *inlet* dan keluar melalui *outlet* dan melibatkan beberapa komponen untuk memperoleh parameter produksi yaitu *liquid flowrate* (BLPD), *liquid density* (gr/cc), *liquid temperature* ($^{\circ}\text{F}$), *MM drive gain* (%), *MM totalizer* (BBLS), *water cut* (%), *gas flowrate* (MSCFD), *gas temperature* ($^{\circ}\text{F}$), *gas pressure* (PSIG), *gas sound speed* (ft/s). *Accuflow* memiliki alur kerja melibatkan beberapa komponen. Unit *Accuflow* memiliki jenis pengoperasian berdasarkan laju alir fluida, yaitu mode *senior* (Gambar 2.2) untuk laju alir fluida 700-7000 BFPD dan mode *junior* (Gambar 2.3) untuk laju alir fluida 5-700 BFPD.

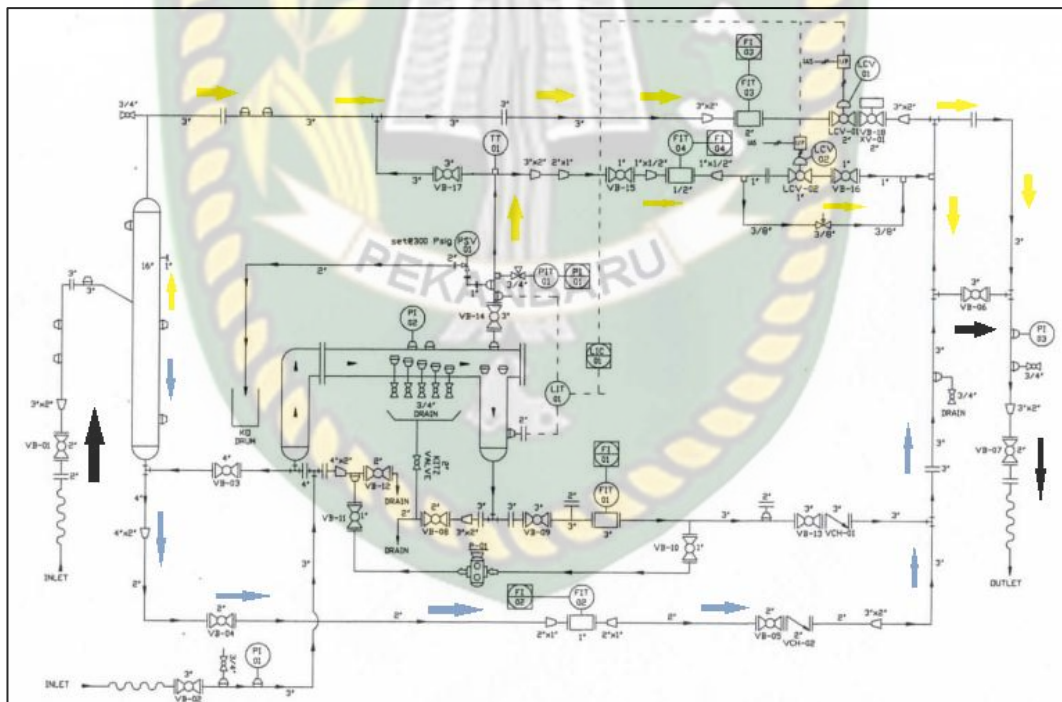


Gambar 2.2 Mode senior *Accuflow* (PT. MPAS, 2017)

Pada sistem pengoperasian mode senior terdiri dari bagian pipa vertikal dan bagian pipa horizontal yang dihubungkan. Pipa *inlet* terhubung dengan pipa vertikal. Cairan multifase (minyak, air, gas) memasuki pipa vertikal secara tangensial, menciptakan perputaran fluida. Mayoritas gas yang dipisahkan dan mengalir ke atas, sedangkan gas yang tersisa dibawa di bawah bersama dengan aliran cairan (minyak dan air), yang kemudian memasuki pipa horizontal. Seperti yang terlihat pada Gambar 2.2, gas yang ditunjukkan warna kuning akan menuju

gas line 3". Gas akan mengalir terus hingga masuk ke *flow indicator transmitter* berupa *ultrasonic gas flow meter*, kemudian juga melewati *level control valve* (LCV) dan membantu *open/close* dari LCV. Sedangkan gas yang dari *separator horizontal* melalui gas line 1".

Sementara untuk cairan yang terpisah dari gas pada *separator vertical* akan mengalir ke *separator horizontal*, melalui line 3" dimana gas yang masih terkandung di cairan akan terpisah dan naik ke gas line. Tingkat cairan dipertahankan di pusat pipa horizontal menggunakan LCV yang terdapat pada aliran gas. Ketika aliran cairan mengalir melalui pipa horizontal, gelembung gas naik dan keluar dari cairan ke dalam aliran gas, dan benar-benar terpisah pada saat cairan mencapai ujung pipa horizontal. Cairan akan mengalir ke *micromotion* dan selanjutnya cairan akan bertemu dengan gas lagi di *outlet*.



Gambar 2.3 Mode junior Accuflow (PT. MPAS, 2017)

Pengukur aliran *coriolis* biasanya digunakan untuk mengukur laju aliran cairan, *temperature*, *density*, dan *water cut*, atau menggunakan *water cut meter* secara terpisah. Jumlah minyak dapat ditentukan dengan kombinasi laju aliran dari cairan dan *water cut*. Aliran cairan dan gas digabungkan dan dikembalikan ke garis aliran multiphase.

Sedangkan untuk metode junior *Accuflow* prosesnya hampir sama dengan mode senior hanya saja untuk *line* yang dilalui berukuran 2” dan pemisahan yang terjadi adalah cukup dengan menggunakan *vertical separator*. *Gas line* yang biasa digunakan adalah yang 3” bisa dilalui pada kondisi 0-1 MMSCFD, baik pada kondisi sedikit gas maupun pada *gas well* dengan laju alir gas besar.

Sebelum tes dilakukan pada *well test* dengan *Accuflow*, dilakukan kegiatan *purging* yaitu mengeluarkan fluida yang tersisa dari kegiatan *well test* sebelumnya. Serta *purging* dimaksudkan untuk memperoleh data pembacaan pada HMI yang stabil sebelum dimulainya tes. *Test* dilakukan selama 1-2 jam, dan diperoleh data pada HMI yang stabil.

2.1.2. Komponen *Accuflow*

Sebagai salah satu alat pengukuran secara langsung dari fluida yang mengalir secara *multi-phase* pada *well test* untuk menentukan karakteristik dari fluida dan jumlah aliran fluida yang mengalir. Unit *Accuflow*TM *SR Series Multiphase Metering* memiliki beberapa komponen utama dalam penentuannya yaitu sebagai berikut:

A. Separator

Pemisahan adalah proses memisahkan gas, air dan minyak dimana masing-masing dari pemisahahan dapat memisahkan secara efisien agar mengurangi biaya keseluruhan. Tanki yang digunakan untuk pemisahan ini disebut sebagai separator (Joseph, Obong, & Ajenka, 2017). *Separator* yang digunakan adalah jenis *separator vertikal* dan *separator horizontal*.



Gambar 2.4 Separator (PT MPAS 2017)

B. Micromotion

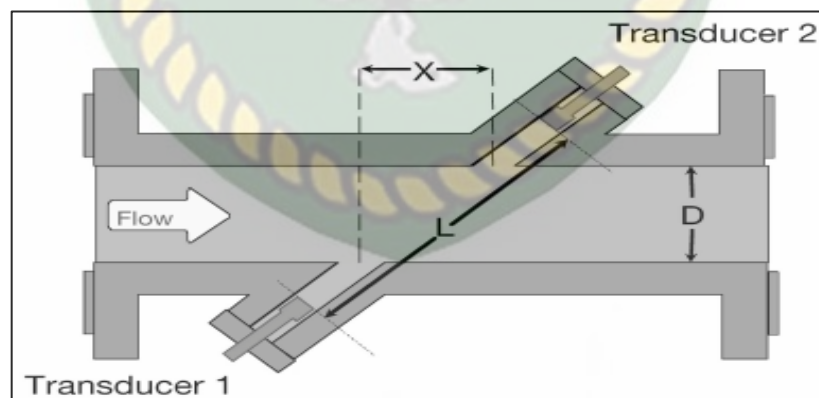
Alat ini merupakan komponen yang digunakan untuk mengukur parameter dari *liquid*. *Micromotion* adalah pengukur massa aliran yang beroperasi pada "prinsip Coriolis" yang berisi tabung bergetar di mana aliran fluida menyebabkan perubahan frekuensi, pergeseran fasa atau amplitudo (M. & Gonzales, 1978).



Gambar 2.5 *Micromotion* (M. & Gonzales, 1978).

C. Ultrasonic Gas Flowmeter

Ultrasonic gas flowmeter merupakan komponen *Accuflow* yang digunakan untuk mengukur sifat fisik dari gas yang mengalir. Prinsip kerja *ultrasonic gas flowmeter* adalah menggunakan gelombang suara. Operasi dasar *ultrasonic flowmeter* relatif sederhana. Pertimbangan desain yang ditunjukkan pada Gambar 2.6. Meskipun ada beberapa desain *ultrasonic gas flowmeter* di pasaran saat ini, prinsip operasi tetap sama (Lansing, 2003).



Gambar 2.6 *Ultrasonic gas flowmeter* (Lansing, 2003).

D. Level Control Valve

Level Control Valve (LCV) (Gambar 2.7) merupakan alat yang mengatur ketinggian dari volume *liquid* pada separator horizontal *unit Accuflow* dengan memanfaatkan tekanan dari gas. *Setting point* (SP) dari LCV ditentukan dari HMI,

yang merupakan batas ketinggian dari *liquid*. Pada HMI, apabila nilai *Present Value* (PV) melebihi SP pada saat *well test* berlangsung, maka LCV akan secara langsung terbuka untuk membuang sebagian gas ke udara, sebaliknya bila di bawah LCV akan tertutup untuk memberikan tekanan. *Control Valve* berfungsi sebagai *final control element* pada sebuah sistem pengendalian proses. Sebuah *control valve* harus selalu bekerja di daerah pada rentang standar operasi yaitu pada bukaan katup 25-80% (Damayanti, Santosa, & Santoso, 2015).



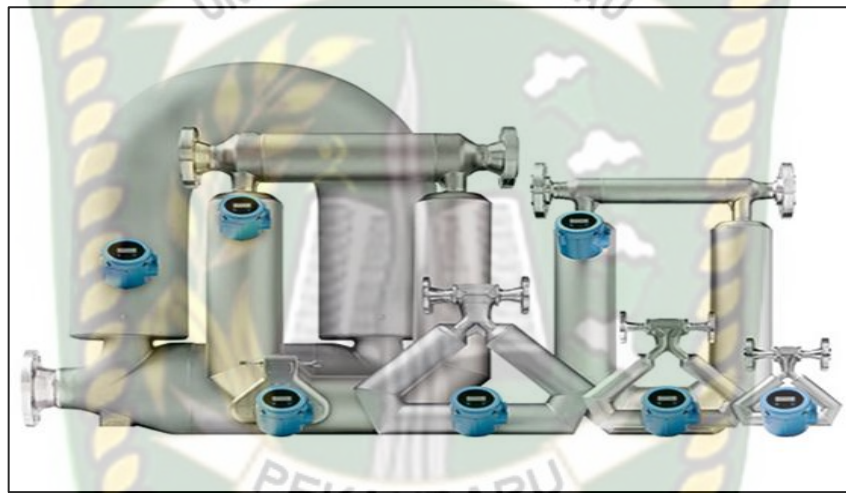
Gambar 2.7 Level Control Valve (Damayanti, Santosa, & Santoso, 2015).

2.2. MICROMOTION

Aplikasi pertama dari efek *coriolis* untuk pengukuran aliran massa diusulkan oleh Li dan Lee pada tahun 1953. Keuntungan utama dari prinsip *coriolis* adalah mengukur laju aliran massa benar secara langsung, tidak seperti beberapa instrumen lain yang mengukur laju aliran volumetric (Guirguis & Chun, 2009). *Coriolis mass flowmeter* disebut juga *inersia flowmeter*, merupakan alat yang mengukur massa per satuan waktu (misalnya, kilogram per detik), selain itu juga mampu menghitung *densitas* fluida. Peralatan *Coriolis* seperti *Micromotion massflow meter* dapat mengukur massa dan densitas dari campuran aliran yang melaluinya. Dengan perolehan densitas dari komponen murni seperti densitas minyak dan densitas air pada tekanan alir dan temperatur, *water cut* dapat dihitung (Al-Mubarak, 1997).

Dalam MPFM *Accuflow*, aliran *multi-phase* sebagai *input* yang memasuki pipa unit *Accuflow* akan dipisahkan melalui separator menjadi fasa gas dan fasa

cairan (minyak dan air). Yang kemudian dari aliran *multi-phase* akan dibaca masing-masing karakteristik-nya pada MPFM *Accuflow* dengan menggunakan alat ukur *micromotion* atau *coriolis mass flowmeter*. Teknologi *Coriolis mass flowmeter* telah berkembang selama bertahun-tahun dari aplikasi yang sesuai untuk penggunaan komersial yang tersebar secara luas. Chevron mengambil inisiatif dan bekerja sama dengan produsen *Coriolis-meter* untuk mengembangkan sistem *Net Oil Computer* (NOC) yang menyediakan data akurat dari 0 sampai 100% *water cut* (Abbasy, 2001).



Gambar 2.8 *Coriolis Mass Flow Meter* (Al-Mubarak, 1997).

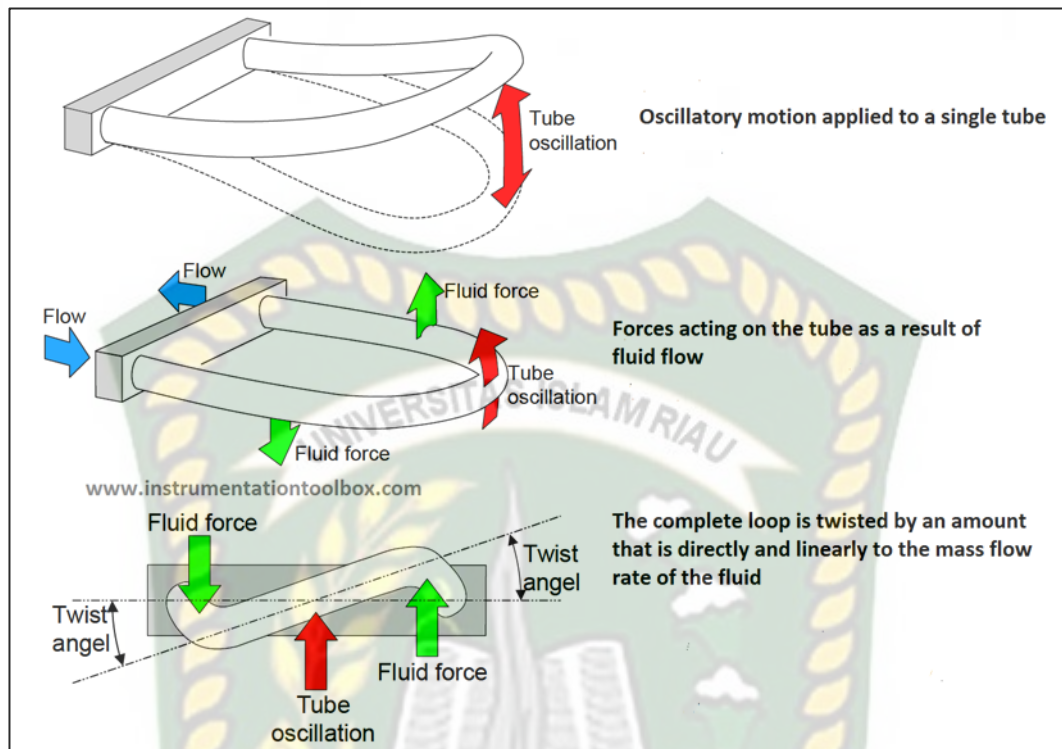
Micromotion pada sistem *Accuflow™ SR Series multiphase metering* yang digunakan pada perusahaan PT. Mitra Prana Abadi Sentosa yakni *Micromotion Elite Peak Performaance & Micromotion type F-Series Compact*. CMF adalah satu-satunya parameter yang dapat menentukan laju aliran massa dan densitas cairan berdasarkan keutamaan dari prinsip-prinsip pengukurannya. Dalam aliran satu fasa, perolehan ini hal yang paling diakui sebagai salah satu parameter dari perwujudan laju alir yang paling akurat. CMF memiliki kelebihan dibandingkan tipe aliran meter lainnya (misalnya turbin) dimana mereka dapat mengukur densitas dan aliran massa secara bersamaan. CMF sering digunakan untuk menentukan aliran *liquid* dari separator *test* atau bagian dari *multiphase accuflow meter* (Yeung, Manus, & Tombs, 2005).

Al-Saqaby (2005) menyatakan bahwa pada *Coriolis Mass Flowmeter*, tes yang dilakukan untuk penentuan aliran fluida dan densitas dapat terhubung pada

unit *accuflow* dan penentuan ini biasanya dapat mengukur aliran sumur rata-rata dengan akurasi yang layak sekitar 1-2 jam. CMF tidak mengalami masalah yang disebutkan sebelumnya, dan karena kesederhanaan mekanis, pemakaian komponen potensial tidak ada untuk semua masalah praktis. Jenis dari *flow meter* ini tidak membutuhkan emulsi pemecah pada setiap pengukuran. CMF ini mengurangi biaya operasional untuk bahan kimia, dan kesederhanaan dalam pengerjaan akan membebaskan operator untuk melakukan tugas lainnya. CMF menawarkan banyak keuntungan sehubungan dengan pengukuran aliran konvensional.

Di antara fitur yang paling signifikan adalah mereka memiliki akurasi yang tinggi, kekebalan terhadap perubahan komposisi cairan, perbandingan rasio *turn down* sebesar 100: 1 atau cakupan rentang laju aliran yang besar, dan perawatan dan operasional yang rendah biaya karena tidak ada bagian yang bergerak. Hal itulah yang memungkinkan alasan mengapa CMF menjadi populer sebagai penerimaan untuk pengukuran aliran baik dalam sistem pengujian sumur konvensional ataupun portabel. Yang bisa diharapkan untuk mendapatkan presisi yang jauh lebih baik daripada dengan perlengkapan pengukuran secara tradisional. Misalnya, CMF dapat mengukur laju aliran massa secara langsung daripada menyimpulkannya dari volumetrik pengukuran. Ini dapat meminimalkan kesalahan yang diperkenalkan oleh perubahan tekanan dan temperatur, yang ada efek secara langsung pada sifat kompresibilitas cairan (Wenrong, Khelawi, Anazi, Zarea, & SPE, 2014).

Coriolis Mass Flow meter terdiri dari 2 komponen: komponen ini terdapat sebuah elemen jalur sensor yang memiliki 2 tabung paralel yang bergetar pada frekuensi resonansi dari sebuah tabung. Ketika fluida melewati tabung, momentum fluida yang bergandengan dengan gerakan osilasi ini ditimbulkan oleh getaran yang menginduksi pada gaya coriolis sehingga langsung diterjemahkan ke dalam putaran tabung yang bergetar. Jumlah dari putaran ini secara langsung berbanding lurus dengan laju aliran massa. Frekuensi resonansi dari getaran tabung yang bergetar ini adalah fungsi dari densitas fluida dalam tabung seperti pada gambar 2.9 (Al-Taweel, Barlow, & Aggour, 1997).



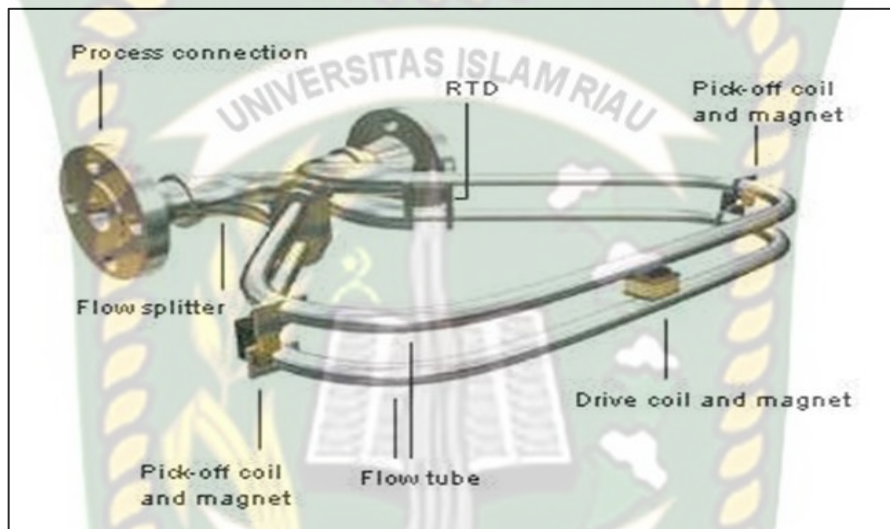
Gambar 2.9 Prinsip dasar kerja pada *Coriolis Mass Flowmeter* (Al-Taweel, Barlow, & Aggour, 1997).

2.2.1 Prinsip Kerja *Coriolis Mass Flowmeter*

Gaya Coriolis adalah gaya yang dihasilkan pada tabung U. Gaya Coriolis ditunjukkan oleh getaran tabung saat fluida mulai mengalir di dalam nya. Getaran tidak menggambarkan gerak melingkar sempurna, tetapi memberikan efek Coriolis yaitu membelokkan arah. *Flowmeter* jenis ini tidak mengukur fluida berdasarkan volume per satuan waktu tetapi massa per satuan waktu.

Coriolis meter terdiri dari sensor aliran sebagai perangkat primer dan transmitter sebagai perangkat sekunder. Sensor aliran adalah rakitan mekanis yang terdiri dari satu atau lebih *vibrating tubes*, sistem penggerak, sensor pengukuran, struktur pendukung dan *housing*. CMF terdiri dari tabung aliran yang bergetar karena mekanisme *Drive coil* secara elektromagnetik (Abbasy, 2001). *Drive coil* yang terpasang pada badan tabung aliran di bagian tengah membuat tabung berayun secara konstan jika tidak ada fluida yang mengalir di dalamnya, sedangkan pada saat ada fluida di dalamnya maka akan terjadi beda fasa dan inilah yang ditangkap oleh sensor *pick off coil* yang terpasang di kedua ujung tabung aliran sebagai aliran fluida. *Drive coil* terpasang pada tabung aliran di

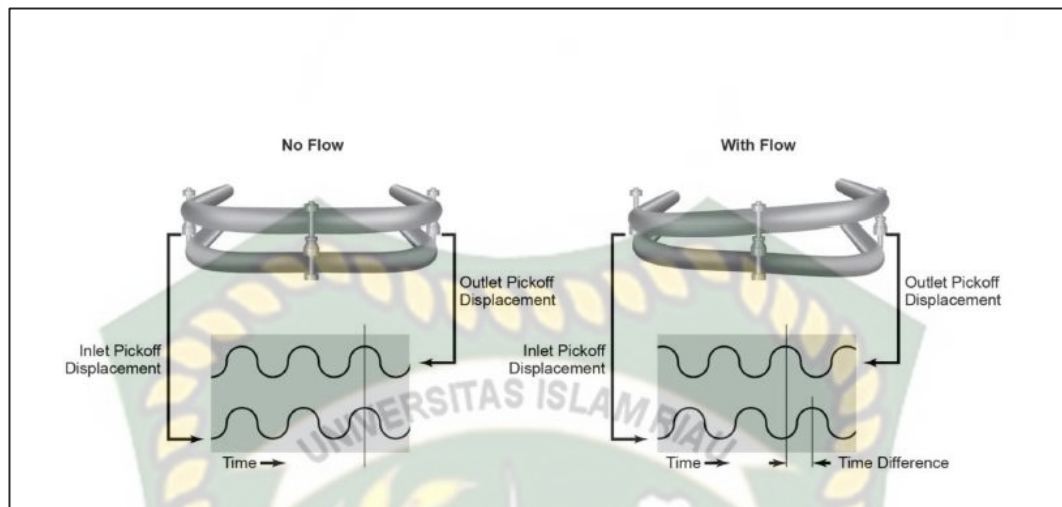
bagian tengahnya yang membuat tabung bisa berosilasi naik turun serta bertentangan satu sama lain. Sementara *pick off coil* dipasang pada kedua ujung tabung aliran. Gambar 2.10, *drive coil* dan magnet berosilasi *tubes* ke frekuensi alami mereka. Perakitan dilengkapi dengan dua set *pickoff coil* atau *sensing and magnet*. *Pickoff coil* digunakan untuk menghasilkan sinyal yang mewakili kecepatan dan posisi pada dua titik pada *vibrating tubes* (Rajendran, 2018).



Gambar 2.10 Coriolis Mass Flow Meter (Rajendran, 2018).

Aliran massa ditentukan dengan mengukur perbedaan fase antara sinyal-sinyal ini. Sensor aliran sensitif terhadap suhu dan tekanan. Mereka dapat mengubah elastisitas dan karakteristik tegangan tabung. RTD (*Resistance Temperature Detector*) disediakan yang mengkompensasi perubahan elastisitas tabung.

Selama kondisi tidak ada aliran, tidak ada efek *coriolis* dan gelombang sinus sama pada masing-masing *pick off coil* disebut *in-phase* (Gambar 2.11). Sedangkan ketika fluida bergerak melalui tabung-tabung sensor, gaya *coriolis* diinduksi yang menyebabkan tabung-tabung arus bergerak berlawanan satu sama lain. Perbedaan waktu antara gelombang sinus diukur dan disebut delta-t (Δt) dalam *microsecond* yang berbanding lurus dengan laju aliran massa (Gambar 2.11).



Gambar 2.11 Keadaan aliran pada *Micromotion* (Marshall & MacGillivray, 2016)

Harga Δt yang diperoleh mengindikasikan *mass flow rate*, sedangkan jumlah frekuensi gelombang yang terbentuk mengindikasikan harga densitas (Gambar 2.12).



Gambar 2.12 (a) Representasi Δt fasa gelombang (b) Representasi frekuensi yang mempresentasikan *densitas* fluida (Wilkinson, 2006).

2.2.2 Indikator Keakuratan *Micromotion*

Terdapat 2 indikator yang menunjukkan keakuratan dan keberhasilan pembacaan *micromotion* yaitu *water cut* dan *drive gain*.

a. *Water Cut*

Water cut merupakan jumlah air yang ikut terproduksi bersama minyak. Nilai *water cut* perlu diperhatikan, karena menjadi suatu parameter layak atau tidaknya suatu sumur untuk diproduksi. Sumur-sumur tua memiliki masalah *water cut* yang sangat tinggi, dan juga sumur dengan laju produksi yang tinggi. Dari *production test* sistem *accuflow™ SR Series*, *water cut* diperoleh melalui 2

sumber yaitu pembacaan langsung dari *coriolis meter* yang ditampilkan pada HMI atau *water cut* HMI dan *water cut* diperoleh dari *sample* yang diambil pada saat proses *production test* dilakukan atau *water cut manual*.

Pengukuran *water cut* HMI dalam kisaran harga 0% hingga 100% dicapai dengan menggunakan sinyal densitas dari *Micromotion*. Sinyal densitas yang tersedia atau *density mixture* (ρ_m) yang diperoleh pada proses *Micromotion* berlangsung dibandingkan terhadap densitas dari minyak (ρ_o) dan air (ρ_w) yang sebelumnya sudah diprogram dalam computer yang terhubung dengan *Micromotion* (Abbasy, 2001). Pengukuran *water cut* menggunakan densitas dicapai dengan persamaan sebagai berikut: (Al-Mutairi, Khuzzan, Helal, & Raman, 2011)

$$W_c = \frac{\rho_m - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} \dots\dots\dots (1)$$

Seperti yang terlihat, parameter-parameter ini harus diketahui dengan pasti dan diinput ke dalam *Net Oil Computer* (NOC). CMF menentukan temperatur dari aliran fluida yang digunakan untuk memperbaiki densitas ke beberapa suhu, biasanya 60°F. Perhitungan *water cut* didapatkan berdasarkan parameter densitas, sedangkan perhitungan *oil & water flowrate* (Q_o & Q_w) yang diperoleh *micromotion* dihitung berdasarkan persamaan (2) dan (3) yang ditunjukkan sebagai berikut:

$$Q_w = W_c \cdot Q_t \dots\dots\dots (2)$$

$$Q_o = Q_t - Q_w \dots\dots\dots (3)$$

Keterangan:

Q_t : *Total gross flowrate* yang dihitung oleh *micromotion*, *bbls/d*

Q_o : *Oil flowrate*, *bbls/d*

Q_w : *Water flowrate*, *bbls/d*

Perhitungan laju alir ini bersifat instan, yang diakumulasikan dan dirata-rata oleh NOC untuk menyediakan berapa perolehan total *barrels/day* dan tingkat produksi rata-rata dalam *barrels/day*.

Selain *water cut* HMI, *water cut* juga diperoleh dari *sample* yaitu *water cut manual*. *Sample* diperoleh pada saat proses *well test* dilakukan, melalui *sample line* setelah fluida *test* melalui *inlet Accuflow*. Dengan menggunakan gelas ukur

1000 ml, *sample* yang diperoleh dari *sample line* kemudian diberikan *reverse demulsifier*, salah satu metode yang digunakan untuk menanggulangi emulsi yang terbentuk dari butiran minyak di dalam air. Bahan kimia yang disebut *reverse demulsifier* ini bekerja dengan menurunkan tegangan permukaan antara butiran air dengan butiran minyak sehingga butiran minyak bisa bergabung dengan butiran minyak lainnya dan menghasilkan butiran yang lebih besar. Setelah terbentuk butiran-butiran air maupun minyak yang besar selanjutnya akan terpisah secara gravitasi (Kurniawan, Padil, & Fermi, 2017), sehingga kemudian diperoleh *manual cut*. Pengambilan *sample* dilakukan sebanyak 3 kali atau lebih selama *test* berlangsung. Jika pengambilan *sample* dilakukan sebanyak 3 kali, maka waktu pengambilannya yaitu 15 menit saat *start test* berlangsung, 30 menit *test*, dan 10 menit sebelum *test* selesai. Nilai *water cut manual* diperoleh dari rata-rata 3 *sample* yang diambil. *test* yang dilakukan sebanyak 3 kali atau lebih ini bertujuan untuk memperoleh data *manual cut* yang lebih akurat, dan untuk mengamati kelakuan fluida yang mengalir secara bertahap. Semakin banyak data *sample* yang diperoleh, maka semakin baik data *manual cut* yang diperoleh.

Tujuan diperlukannya nilai *water cut manual* ialah sebagai pembanding dari hasil *water cut* HMI yang diperoleh. Tingkat keakuratan *water cut* HMI diperoleh berdasarkan kedekatannya dengan nilai *water cut* pada kondisi *actual* tersebut.

b. Drive Gain

Pada saat cairan melalui *micromotion*, akan muncul nilai dari parameter produksi pada HMI, salah satunya adalah *drive gain*. *Drive gain* adalah indikator parameter pada instrument *micromotion* yang menyatakan persentase gas yang ikut terlarut bersama cairan yang masuk ke dalam *micromotion*. Nilai *drive gain* yang stabil dan dibawah 30% selama *well test* berlangsung merupakan salah satu indikator keakuratan pembacaan *micromotion* dan keberhasilan kegiatan *well test*.

Selama *well test* berlangsung, perlu dilakukannya pemantauan melalui HMI, dan kemudian menggunakan data *drive gain* untuk menentukan dan menyesuaikan ambang batas dari *drive gain* (SP), yang akan menentukan kapan dan bagaimana pengukuran diperlukan. Nilai ambang batas ini disebut dengan

Drive gain threshold (Emerson, 2017). Menurut Emerson, *Drive gain threshold* merupakan nilai perolehan *drive gain* maksimum yang diharapkan untuk fluida fasa tunggal dalam kondisi operasi tertentu. Di atas nilai ambang ini, pengukuran akan diperbaiki atau diulang sesuai dengan pengaturan *software* HMI pada penentuan fasa lanjutan yang dikonfigurasi.

Drive gain digunakan untuk mengkonfirmasi adanya kehadiran dari gas yang ada di *micromotion* sebagai contoh dari penerapan diagnostik secara internal dalam sistem sensor untuk mendeteksi perubahan *water cut* yang terjadi pada fluida berdasarkan perilaku proses fluida atau kemungkinan sistem sensor itu sendiri (Henry, Manus; Tombs, Michael; Zhou, Feibiaou; Zamora, Mayela, 2011). Perolehan *drive gain* didapatkan untuk mengindikasikan adanya gas yang ada di dalam instrumen aliran sehingga perolehan densitas dan *water cut* yang didapatkan berhubungan dengan indikator ini.

c. *Gas Carry-Under*

Pengaruh gas terhadap indikator *drive gain* yang ada di *micromotion* ialah jika perolehan nilai *drive gain* yang didapatkan >30% pembacaan *water cut* pada *micromotion* terganggu (error). Hal ini disebabkan oleh adanya fenomena *Gas Carry-Under* (GCU). *Gas carry-under* ialah salah satu dari beberapa fenomena yang tidak diinginkan yang terjadi di *Gas-Liquid Cylindrical Cyclone* (GLCC) separator. Pada fenomena ini terjadi peristiwa terbawanya fasa gas ke dalam aliran *liquid* pada separator hingga mencapai bagian bawah separator GLCC (Kolla, Moohan, & Shoham, 2018). Kerena masuknya fasa gas ke dalam *liquid* yang mengalir hingga turun kebawah dan terbaca oleh *Micromotion* sehingga pembacaan instrumen *liquid micromotion* terganggu ditandai dengan tingginya nilai *drive gain*.

2.3 **PRODUCTIVITY INDEX DAN INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)**

2.3.1 **Productivity Index**

Productivity Index (PI) adalah indek yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur pada kondisi tertentu untuk memproduksi. Secara matematik, PI adalah perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur dalam kondisi static (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}) (Rukmana, Dadang, & Kristanto, 2012).

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}, \text{ BBL/hari/psi} \dots\dots\dots (4)$$

$$PI = 7.08 \times 10^{-3} \frac{kh}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (5)$$

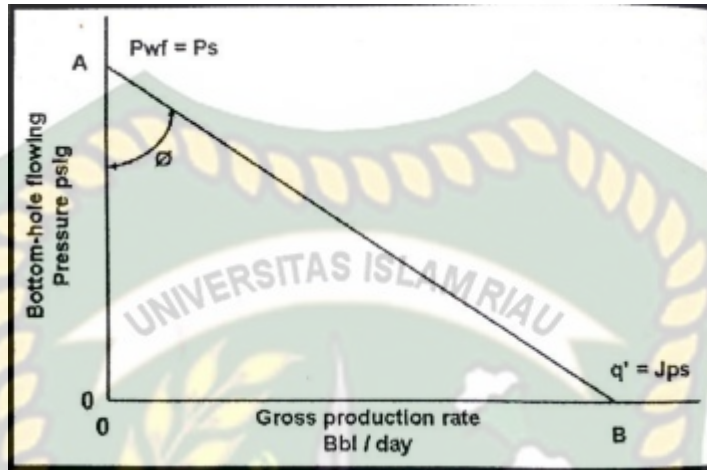
PI dari sebuah sumur dapat diperkirakan dari data uji jika tekanan reservoir diketahui Persamaan 5. Prosedurnya adalah untuk membangun hubungan *inflow performance relationship* (IPR) untuk sumur menggunakan metode PI sampai data uji (misal Uji BHP laju alir) dicocokkan. Perkiraan PI sumur yang benar adalah yang cocok dengan data uji (Samson, Ibukun, & Onyekonwu, 2011).

2.3.2 **Inflow Performance Relationship (IPR)**

Indek produktivitas yang diperoleh dari hasil tes ataupun dari perkiraan, hanya merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk memproduksi, maka harga PI tersebut dapat dinyatakan secara grafis yang disebut dengan grafik kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR).

Bentuk kurva IPR akan linier (Gambar 2.13) bila fluida yang mengalir satu fasa. (Muskat, 1946), menyatakan apabila yang mengalir adalah fluida dua fasa (minyak dan gas) maka bentuk kurva IPR membentuk lengkungan dan harga PI

tidak lagi merupakan harga yang konstan, karena kemiringan garis IPR akan berubah secara kontinyu untuk setiap harga P_{wf} .



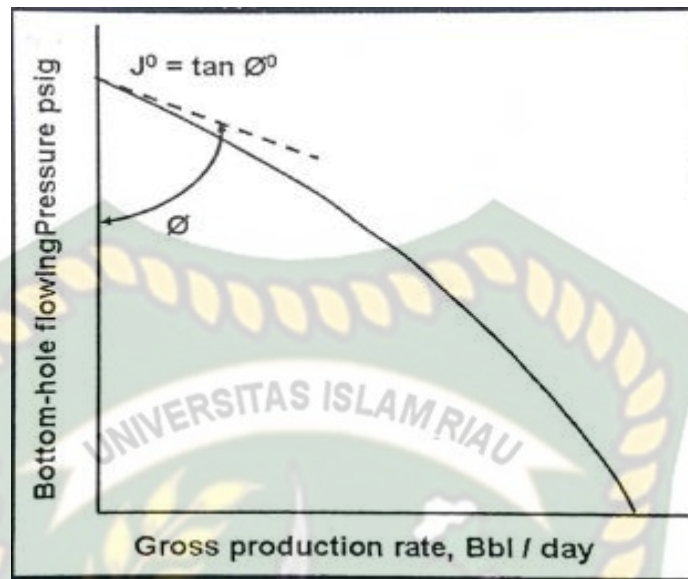
Gambar 2.13 Kurva IPR Linier (Gatlin, 1960)

Berdasarkan pengamatan yang dilakukan oleh Vogel terhadap sumur-sumur yang terproduksi dari reservoir *solution gas drive*, maka diperoleh suatu hasil disebut “*dimensionless IPR*”. Untuk tujuan praktik grafik IPR tak berdimensi tersebut dapat dinyatakan dalam bentuk persamaan matematis:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right) \dots\dots\dots (6)$$

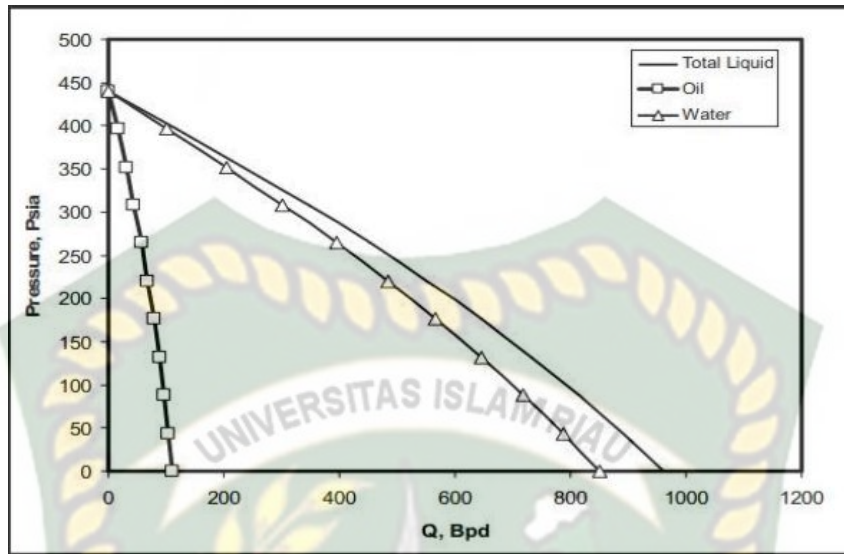
Persamaan (6) di atas hanya dapat digunakan untuk P_{wf} yang lebih kecil dari P_b . Sedangkan bila P_s di atas P_b maka sebagian dari kurva IPR merupakan garis linier dan selanjutnya melengkung seperti terlihat pada Gambar 2.14. Untuk kondisi tersebut maka perubahan IPR dapat dilakukan dengan perluasan persamaan Vogel, yaitu:

$$\frac{Q_o - Q_b}{Q_{max} - Q_b} = \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right) \dots\dots\dots (7)$$



Gambar 2.14 Kurva IPR tidak linier (Gatlin, 1960).

Apabila fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur terdiri dari dalam 3 fasa, yaitu minyak, air dan gas maka menggunakan salah satu metode Pudjo Sukarno. Untuk menyatakan kadar air dalam laju produksi total digunakan parameter *water cut*, yaitu perbandingan laju produksi air dengan laju produksi cairan total. Parameter ini merupakan parameter tambahan dalam persamaan kurva IPR yang dikembangkan, selain itu, hasil simulasi menunjukkan bahwa pada suatu saat tertentu, yaitu pada harga tekanan reservoir tertentu, harga *water cut* berubah sesuai dengan perubahan tekanan alir dasar sumur. Dengan demikian perubahan *water cut* sebagai fungsi dari tekanan alir dasar sumur, perlu pula ditentukan.



Gambar 2.15 Kurva IPR Aliran Tiga Fasa

Untuk masing-masing kelompok *water cut* dibuat kurva IPR tak berdimensi, yaitu plot antara q_o/q_{max} terhadap $P_{wf}/P_s (q_{max})$ adalah laju aliran cairan total maksimum dan dilakukan analisa regresi. Hasil dari analisa regresi yang terbaik adalah sebagai berikut:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (8)$$

A_n , ($n= 0,1$ dan 2) adalah konstanta persamaan, yang harganya berbeda untuk *water cut*. Hubungan antara konstanta tersebut dengan *water cut* ditentukan pula secara analisa regresi, dan diperoleh persamaan sebagai berikut:

$$A_n = C_0 + C_1 (WC^*) + C_2 (WC^*)^2 \dots\dots\dots (9)$$

Keterangan :

C_n ($n= 0,1$ dan 2) adalah konstanta untuk masing-masing harga A_n (harga persamaan konstanta untuk *water cut* yang berbeda) yang ditunjukkan dalam tabel 2.1

Tabel 2.1 Konstanta C_n untuk masing-masing harga A_n

An	C₀	C₁	C₂
A₀	0,980321	-0,115661 x 10 ⁻¹	0,179050 x 10 ⁻⁴
A₁	-0,414360	0,392799 x 10 ⁻²	0,237075 x 10 ⁻⁵
A₂	-0,564870	0,762080 x 10 ⁻²	-0,202079 x 10 ⁻⁴

Berdasarkan uraian sebelumnya bahwa harga *water cut* berubah sesuai dengan perubahan tekanan alir dasar sumur pada satu harga tekanan reservoir, maka perlu dibuat hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan *water cut*.

Penelitian sebelumnya dilakukan oleh (Musnal, 2011) menyatakan bahwa besarnya laju aliran minyak dengan menggunakan metoda Pudjo Sukarno lebih mendekati aktual di lapangan, hal ini disebabkan karena memperhitungkan kadar air yang ikut terproduksi. Sehingga hubungan ini dinyatakan sebagai berikut:

WC* sebagai hubungan antar tekanan alir dasar sumur terhadap *water cut* yang dinyatakan sebagai P_{wf}/P_s dimana $(WC @ P_{wf} \approx P_s)$:

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \cdot \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \dots\dots\dots (10)$$

Dimana :

WC @ $P_{wf} \approx P_s$ adalah WC*

P1 dan P2 tergantung dari harga *water cut*-nya, dan dari analisa regresi diperoleh hubungan sebagai berikut:

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln (WC) \dots\dots\dots (11)$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln (WC) \dots\dots\dots (12)$$

Selanjutnya diasumsikan harga P_{wf} dan hitung laju alir minyak, air dan total aliran dengan :

$$Q_o = Q_{max} \times (A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2) \dots\dots\dots (13)$$

$$Q_w = \frac{WC}{100-WC} \times Q_o \dots\dots\dots (14)$$

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1. STRATIGRAFI LAPANGAN BQA

Lapangan minyak BQA 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 km². 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.

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 BQA merupakan penghasil minyak yang dikelola oleh PT. Chevron Pasific Indonesia. Lapangan BQA merupakan lapangan lama PT Chevron Pacific Indonesia yang telah berproduksi sejak tahun 1973. Lapangan ini merupakan salah satu lapangan besar yang berada diwilayah kerja SLN Bangko. Sampai tahun 2012 telah ada 50 sumur yang beroperasi.

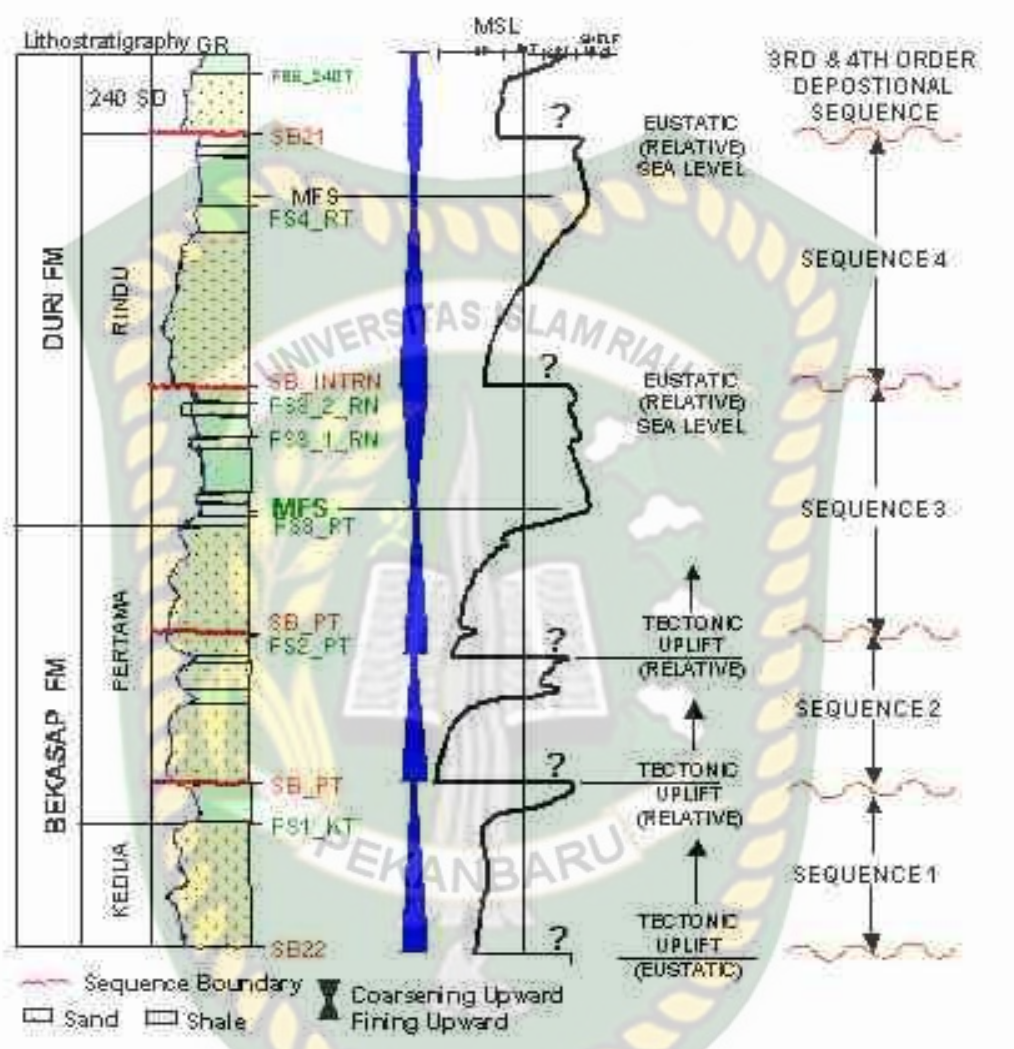
Stratigrافي lapangan BQA tersusun dari formasi *Upper Red Bed* (anggota grup pematang) yang tipis di bagian terbawah dan tersebar di wilayah barat hingga tengah. Dari penampang seismik terdapat kenampakan *truncated* di atas batuan dasar dan ketidakselarasan bersudut di batas atas pada wilayah tengah lapangan BQA. 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. Di bagian tengah lapangan BQA, batupasir 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 BQA. Kedua formasi ini berperan sebagai reservoir utama (Jaga, Baji, Kedua, Pertama, dan Rindu) di lapangan BQA. Di bagian atas Formasi Duri terdapat 2 lapisan batupasir tipis yang disebut sebagai 240ft dan 140ft *sand*, dan tidak berperan sebagai reservoir yang potensial. Formasi Teli dan Peta tidak ditemukan di lapangan BQA, 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 BQA 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 BQA. Formasi Pema yang merupakan endapan *rift-basin valley* terbentuk pada Paleogen, merupakan unit sedimen yang paling tua di Cekungan Sumatra Tengah dan di lapangan BQA dijumpai berupa *tight sand* dengan porositas yang hanya mencapai 5 %. Secara stratigrafi sikuen, Formasi Pema di lapangan BQA berada pada sikuen 1 yang dimulai dari batuan dasar hingga top formasinya.

BQA 4K-50C



Gambar 3.1 Kolom stratigrafi daerah penelitian

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

Di atas Formasi Meng diendapkan Formasi Bangko yang dicirikan oleh perselingan antara batupasir halus hingga kasar dan serpih. Formasi Bangko di

lapangan BQA 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 BQA. Formasi Meng dan Formasi Bang di lapangan BQA berada pada sikuen 2 yang dibatasi oleh SB-25.5 dan SB-22.

Reservoir Pertama/Kedua yang ekuivalen dengan Formasi Beka, berada di atas reservoir Baji dan ditandai dengan *sequence boundary* 22 di bagian bawahnya. Reservoir ini dicirikan dengan satuan batupasir yang tebal dengan sisipan laminasi serpih. Di lapangan BQA, reservoir ini merupakan reservoir yang sangat ekonomis dengan kandungan minyaknya yang tebal serta penyebarannya yang sangat luas.

Reservoir Rindu yang ekuivalen dengan Formasi Duri berada di atas reservoir Pertama/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 BQA, 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 di antara 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 di bagian bawah dan lapisan serpih yang sangat tebal di bagian atasnya.

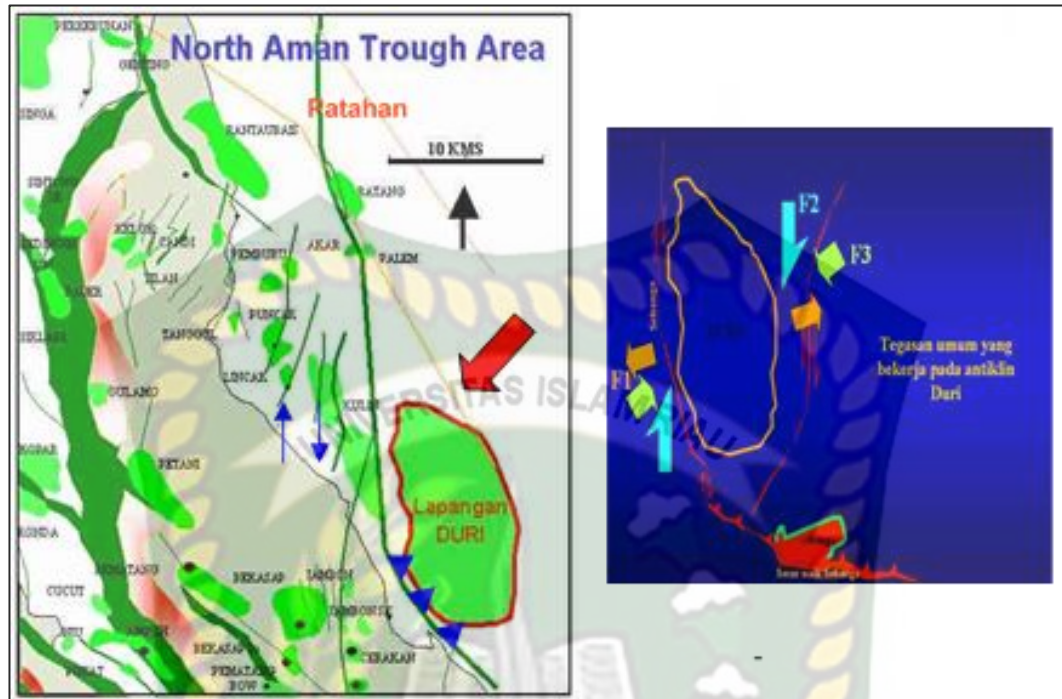
Pada *top reservoir* Rindu-1, di beberapa tempat umumnya dicirikan oleh hadirnya batupasir karbonatan (*calcareous sandstone*) yang sangat keras (*tight sand*).

Reservoir 140' Sand dan *240' Sand* yang terletak di bagian 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.

3.2. STRUKTUR GEOLOGI DAERAH LAPANGAN MINYAK BQA

Lapangan minyak BQA terbentuk oleh struktur antiklin asimetri yang berarah barat laut-tenggara dan menempati bagian selatan dan bagian utara lapangan BQA. 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 di bagian utara, sedangkan di selatan berarah relatif utara-selatan serta timur laut-barat daya.



Gambar 3.2 Posisi Lapangan BQA di daerah sub-Cekungan Aman Tengah (Cekungan Sumatra Tengah) - dimodifikasi dari Yarmanto, Aulia, K., Mertani, B., Heidrick, T.L., 1996.

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

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini, analisis pengaruh dari efek *drive gain* terhadap keakuratan pengukuran *water cut* pada *micromotion* akan dianalisis berdasarkan paparan data yang didapatkan. Data penelitian yang digunakan berdasarkan data *Well Test Report* yang terdiri dari data *summary well test* yang diajukan untuk menjadi acuan analisis dari efek *drive gain* terhadap pengukuran *water cut* di *micromotion* atau *coriolis mass flow meter*. Sebelum merujuk ke pembahasan mengenai analisis pengaruh dari efek *drive gain* terhadap keakuratan pengukuran *water cut*, pemahaman pada mekanisme pembacaan *water cut* di *micromotion* sangat penting dilakukan. Karena dengan mengetahui mekanisme dari pembacaan *water cut* di *micromotion* ini, analisa dilakukannya efek *drive gain* terhadap pembacaan keakuratan *water cut* dapat dilakukan yang bahwasanya *drive gain* sangat berpengaruh terhadap pembacaan keakuratan *water cut* di *micromotion*.

Dalam kasus ini, analisis dilakukan pada 3 sumur yang berbeda pada lapangan BQA. Dari ketiga sumur tersebut, analisis akan dilakukan berdasarkan 5 kali tes yang dilakukan pada setiap sumur dengan memperhatikan pengaruh dari efek *drive gain* terhadap pembacaan *water cut* dari sumur-sumur tersebut. Ketiga sumur tersebut meliputi: *well* B002, B045, dan B115. Diharapkan dengan analisa ini dapat diketahui efek dari pengaruh *drive gain* terhadap keakuratan pembacaan *water cut* di *micromotion* berdasarkan 3 sumur tes yang pernah dilakukan sebelumnya.

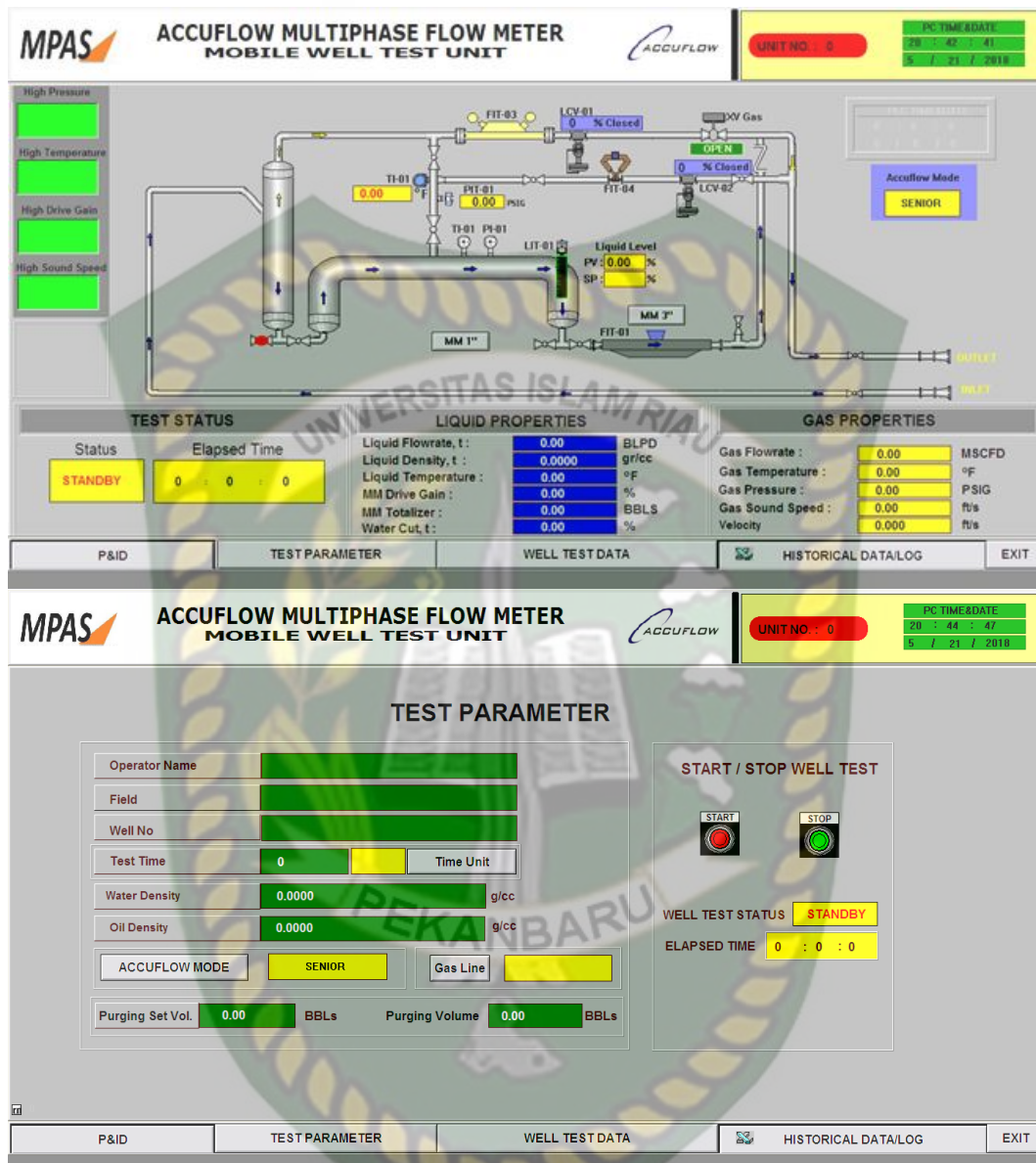
4.1. MEKANISME PEMBACAAN WATER CUT DI MICROMOTION

Dalam pengerjaan *well testing*, terdapat 3 metoda *well test* yang diterapkan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia yaitu: manual, *semi-automatic well test*, dan *continuous*. Dari ketiga metoda tersebut salah satu yang digunakan untuk pengerjaan *well testing* yang dilakukan di area *Duri Field* dengan wilayah operasional di Riau oleh PT. Mitra Prana Abadi Sentosa yakni *well test semi-*

automatic method. Metoda ini merupakan sebuah proses pelaksanaan *well testing* dengan cara mengalirkan fluida dari sumur produksi ke fasilitas pengujian selama waktu tertentu secara manual, kemudian pengukuran serta perhitungan dilakukan dengan menggunakan teknologi komputerisasi atau *Programmable Logic Controller* (PLC) .

Tujuan dari kegiatan *well test* ini yaitu untuk mengevaluasi dan mendiagnosa perubahan produksi sedini mungkin sehingga pengujian ini menentukan apakah penurunan produksi disebabkan oleh pengaruh produktivitas dari sumur itu sendiri sehingga langkah antisipasi dapat ditanggulangi dengan cepat. Hasil dari pengujian itu sendiri yang pada akhirnya akan memberikan paparan data berupa *well test report* yang telah dimodifikasi berdasarkan teknologi komputerisasi secara *automatic*. Dari paparan data tersebut keakuratan pembacaan *water cut* merupakan indikator yang paling penting dalam menentukan perolehan produksi apakah produksi tersebut mengalami peningkatan atau penurunan produksi.

Mekanisme dari pembacaan *water cut* itu sendiri didapatkan berdasarkan hasil dari komputerisasi *Human Machine Interface* (HMI) yang diperoleh dari *micromotion* dan secara manual yang diperoleh dari *sample* pada *inlet* unit MPFM *Accuflow*. Dari mekanisme pembacaan *water cut* tersebut baik dari HMI maupun manual itu sebenarnya sama, yang membedakan dari mekanisme pembacaan *water cut* tersebut ialah jika pembacaan *water cut* HMI diperoleh dari *micromotion* sedangkan pembacaan *water cut* manual diperoleh dari pengambilan sampel pada *spool test* unit MPFM *Accuflow*.



Gambar 4.1 Human Machine Interface (sumber: PT. MPAS)

Tahap awal dari mekanisme pembacaan *water cut* dimulai dari aliran fluida dialirkan menuju fasilitas pengujian dengan cara menutup atau membuka *block valve* di antara *in/out spool test* pada *production line* secara perlahan, perlu diketahui bahwa sangat penting untuk memastikan *valve* benar-benar tertutup 100 %. Karena jika pengetesan dilakukan pada kondisi *valve* tidak tertutup rapat, maka hasil yang diperoleh tidak akurat. Hal ini disebabkan adanya pembagian aliran fluida sehingga efisiensi *well testing* menjadi berkurang. Telah disebutkan dalam bab sebelumnya bahwa aliran fluida yang melalui *accuflow* ini dibedakan menjadi

2 kategori: yakni mode senior dan mode junior. Berikut ini instrumen yang digunakan aliran fluida pada *micromotion*:

Tabel 4.1 Spesifikasi Instrumen aliran fluida *Micromotion* (sumber: PT. MPAS)

Mode	Type	Size	Design Flowrate	Operating/Design Pressure	Operating/Design Temperature
Senior	Coriolis Mass Flowmeter	3"	300-10000 BFPD	10-450 psig/ 0-650 psig	70-350 °F
Junior		1"	50-700 BFPD	10-450 psig/ 0-650 psig	70-350 °F
		½"	0.5 MMSCFD	10-450 psig/ 0-650 psig	70-350 °F

Berdasarkan mekanisme pembacaan *water cut* tersebut HMI akan menunjukkan paparan data berupa *Well test data, summary* dan berupa pemaparan data-data grafik seperti grafik *water cut* dan *drive gain* yang secara otomatis terinput ke dalam *microsoft excel*. Berikut ini adalah salah satu hasil dari data *well test* berupa HMI yang menunjukkan perolehan *water cut* sebagai berikut:

Flow Period	Duration	Flowing Cond.		Avg. W/C	Avg. PROD. RATE				CUMULATIVE DURING TEST			
		Press.	Temp.		OIL	WATER	Total Fluid	GAS	OIL	WATER	Total Fluid	GAS
Number	minutes	psig	°F	%	bbbl	bbwl	bbtd	Mscfd	bbbls	bbbls	bbbls	Mscf
1	60,00 from 9:19:10 to 10:19:10	179.13	265.92	Actual Condition 99.10	10.94	0.00	1218.75	0.00	0.45	50.33	50.78	0.00
				Standard Condition 99.14	9.84	0.00	1144.35	0.00	0.41	47.27	47.68	0.00

Density Data :		Oil Density @ 60F: 0.8324 g/cc		Class: []		Weather Cond: CERAH		WELL HEAD PRESS			
Water Density @ 60F: 1.0013 g/cc		Avis: []		Load Amper: LOCKED		BEFORE		WHILE		AFTER	
Grab Sample		Time		W/C		Annulur: <input type="checkbox"/> Open		Operate ADE ISR Inventory Spool Test:		Blind Flange 2"300	
		9:34:10		98,14%		<input type="checkbox"/> Close				Stud Bolt Inlet 7	
		9:49:10		98,19%		<input checked="" type="checkbox"/> By Pass				Stud Bolt Outlet 8	
		10:04:10		98,43%		Note :					
		Average:		98,27%							

Gambar 4.2 Summary perolehan *water cut* HMI (sumber: PT.MPAS)

Gambar 4.2 menunjukkan *summary* dari perolehan data berdasarkan HMI dari salah satu kandidat *well testing* yang telah dilakukan. Dari perolehan tersebut didapatkan hasil dari parameter-parameter *well testing* yang salah satunya ialah parameter *water cut* yang dibaca oleh *micromotion* pada HMI. Berdasarkan perolehan *water cut* HMI yang telah ditandai pada gambar 4.2 diatas, didapatkan perolehan *average water cut* HMI di salah satu sumur ialah sebesar 99,10 %. Dari

perolehan pembacaan *water cut* HMI yang telah diketahui dapat ditentukan dengan rumus berikut:

$$W_c = \frac{\rho_m - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}$$

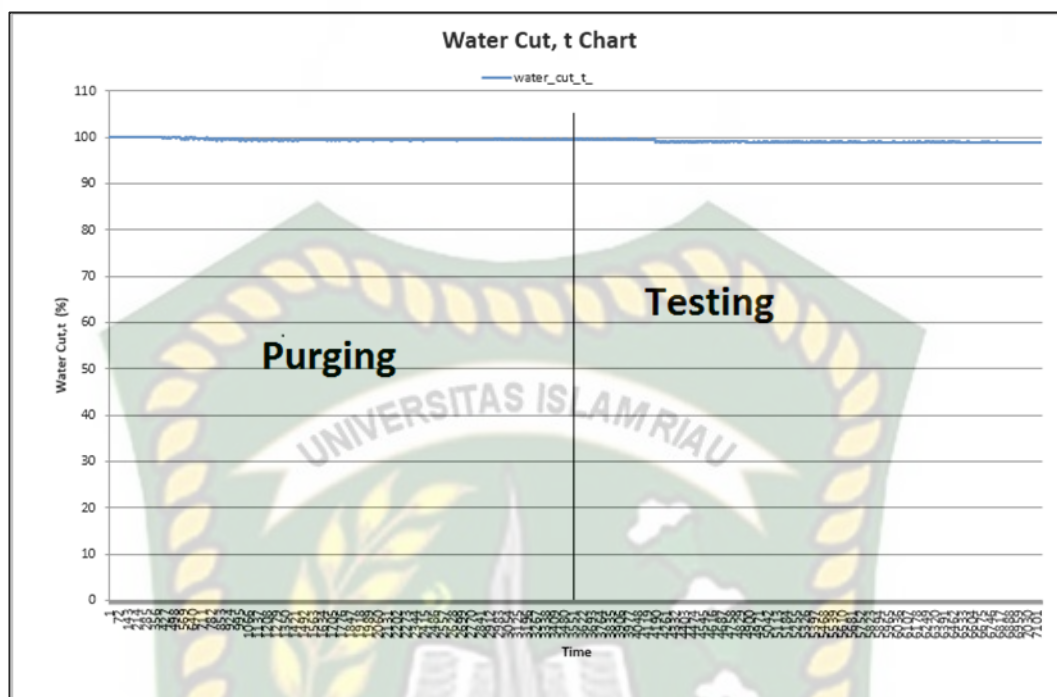
$$w_c = \frac{0,9396 - 0,7470}{0,9413 - 0,7470}$$

$$w_c = \frac{0,1926 \text{ gr/cc}}{0,1943 \text{ gr/cc}}$$

$$w_c = 0,9913 \times 100\%$$

$$w_c = 99,13 \% \Leftrightarrow 99,10 \%$$

Berdasarkan perhitungan untuk menentukan *water cut* yang dibaca oleh HMI, perolehan *density of crude and produced water respectively* (ρ_o dan ρ_w) sebesar 0,7470 gr/cc dan 0,9413 gr/cc diperoleh berdasarkan hasil dari data *well test* yang dihitung oleh *micromotion* pada kondisi *actual*. Pada kondisi *actual* ini, perhitungan diperoleh pada saat kegiatan *well testing* berlangsung selama periode tertentu. Begitu juga halnya sama dengan *Density mixture of micromotion flowrate* (ρ_m) yang diperoleh berdasarkan dari *average density flowrate mix* yang dihitung pada *micromotion*. Dari hasil perolehan *well test* yang dibaca oleh HMI tersebut maka didapatkan grafik *water cut* yang ditunjukkan oleh gambar sebagai berikut:



Gambar 4.3 Grafik *Water Cut* selama *well test* berlangsung

Dari gambar 4.3 di atas, perolehan *water cut* didapat selama kegiatan *well test* berlangsung yang dibaca oleh HMI dapat dilihat pada grafik di atas. Pada perolehan grafik ini, baik dari perolehan *water cut* ataupun parameter yang lain dapat ditentukan berdasarkan dua tahapan *well test* yang dilakukan dengan metode *semi-automatic well test*, yakni *purging* dan *testing*. *Purging* merupakan suatu proses mengalirkan fluida yang dialirkan dari sumur ke fasilitas pengujian yang berfungsi untuk mendorong sisa fluida yang terdapat pada *separator test*. Hal ini bertujuan untuk membersihkan kembali *separator test* lantaran komponen tersebut masih mengandung fluida dari tes sebelumnya. Sehingga fluida yang dites benar-benar fluida yang berasal dari sumur yang akan dites, dan didapatkan hasil yang akurat. Sedangkan *testing* merupakan suatu proses pembacaan atau fluida untuk mendapatkan parameter produksi. Tahapan *testing* ini dimulai ketika grafik *flowrate*, *densitas*, *temperature*, tekanan, *water cut* serta *drive gain* pada *human machine interface* (HMI) menunjukkan data yang stabil.

4.2. MENGHITUNG WATER CUT, OIL, WATER FLOWRATE DAN INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

4.2.1 Menghitung Water Cut (WC), Oil Flowrate (Qo), dan Water Flowrate (Qw)

Sebelum mengetahui keakuratan pembacaan *water cut* di *micromotion* terhadap pengaruh dari densitas dan *drive gain*, perlu dilakukannya perhitungan perolehan *water cut, oil & water flowrate* yang ada di *micromotion* berdasarkan persamaan yang telah didapatkan. Perhitungan ini bertujuan untuk melihat bagaimana pengaruh dari *drive gain* ini terhadap perolehan *net oil & water flowrate* yang ada di lapangan BQA sesuai dengan perhitungan yang dilakukan oleh instrumen *micromotion* tersebut.

Untuk menghitung nilai *water cut* yang dilakukan oleh instrumen *micromotion* digunakan persamaan (1). Perhitungan *water cut* didapatkan berdasarkan persamaan (1), sedangkan perhitungan *oil & water flowrate* (Qo & Qw) yang diperoleh *micromotion* dihitung berdasarkan persamaan (2) dan (3). Berikut ini ialah data-data yang memberikan sajian mengenai densitas yang diperoleh oleh *micromotion* berdasarkan masing-masing sumur pada lapangan BQA:

Tabel 4.2 Densitas sumur-sumur pada lapangan BQA.

Well	Test	ρ_m (gr/cc)	ρ_o (gr/cc)	ρ_w (gr/cc)
B#002	1	0,94916	0,80032	0,95717
	2	0,95166	0,78914	0,958364
	3	0,95233	0,79967	0,95904
	4	0,94746	0,80212	0,96233
	5	0,94862	0,78594	0,95940
B#045	1	0,93098	0,77100	0,94104
	2	0,93354	0,77309	0,94108
	3	0,93558	0,77216	0,93947
	4	0,92903	0,77195	0,94126
	5	0,93966	0,747	0,94139
B#115	1	0,94745	0,78694	0,95544
	2	0,94763	0,78735	0,95585
	3	0,94871	0,78751	0,95601
	4	0,94878	0,78763	0,95613
	5	0,94940	0,79135	0,95603

Berdasarkan tabel 4.2 di atas, perolehan *density of crude and produced water respectively* (ρ_o dan ρ_w) diperoleh berdasarkan hasil dari data *well test* yang dihitung oleh *micromotion* pada kondisi *actual*. *Density mixture of micromotion flowrate* (ρ_m) yang diperoleh berdasarkan dari *average density flowrate mix* yang terhitung pada *micromotion*. Sedangkan untuk perolehan *water cut manual*, pengambilan *manual cut* dilakukan dengan pengambilan sampel sebanyak 3 kali yang diukur melalui gelas ukur dan kemudian dirata-ratakan. Tujuan diperlukannya nilai *water cut manual* ini ialah sebagai pembandingan dari hasil *water cut* HMI yang diperoleh. Tingkat keakuratan *water cut* HMI diperoleh berdasarkan kedekatannya dengan nilai *water cut* pada kondisi *actual* tersebut.

Dari perolehan densitas di atas, maka dapat dihitung perolehan *water cut* beserta *oil & water flowrate* berdasarkan persamaan (1), (2) dan (3). Perhitungan ini dapat ditunjukkan pada **LAMPIRAN I**. Berikut ini ialah nilai perolehan *water cut*, *oil & water flowrate* yang telah dihitung berdasarkan hasil dari perhitungan beserta nilai *drive gain* dari setiap sumur:

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan *Water Cut*, *Oil & Water flowrate* beserta *drive gain*

Well	Test	WC HMI (%)	WC Manual (%)	Qo (bopd)	Qw (bwpd)	DG (%)
B#002	1	94,89	96,55	32,035	594,871	13,09
	2	96,04	95,74	25,01	606,63	12,06
	3	95,79	96,03	26,73	608,04	10,23
	4	90,71	90,51	61,29	598,451	8,66
	5	93,78	94,71	48,08	724,95	16,41
B#045	1	94,72	95,41	62,83	1127,09	9,8
	2	95,50	96,94	57,66	1223,58	17,09
	3	97,17	96,64	37,411	1284,52	8,48
	4	92,77	96,52	86,93	1115,34	29,5
	5	99,11	98,27	10,85	1207,89	6,7
B#115	1	95,27	95,63	157,62	3174,67	7,38
	2	95,12	95,53	159,20	3102,83	9,72
	3	95,67	94,77	134,446	2970,34	21,79
	4	95,72	96,22	130,66	2922,01	19,46
	5	95,98	95,47	121,27	2895,57	18,92

4.2.2 Menghitung *Inflow Performance Relationship*

Inflow Performance Relationship (IPR) adalah sebuah studi tentang performa aliran fluida dari reservoir menuju lubang bor (sumur), dimana performa ini akan tergantung kepada PI secara grafis.

a. IPR untuk sumur B#002

Apabila fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur terdiri 3 fasa, yaitu minyak, air, dan gas maka salah satu metode yang digunakan adalah metoda Pudjo Sukarno. Perhitungan IPR pada sumur B#002 ini merupakan perhitungan IPR 3 fasa karena sumur ini memiliki aliran gas 126,61 MSCFD.

Diketahui:

P_{wf} : 1163,06 psi

P_s : 1405,48 psi

WC : 93,78% = 0,9378

Q : 48,08 BOPD

Tabel konstanta persamaan metoda Pudjo Sukarno untuk masing-masing harga A_n (harga persamaan konstanta untuk *water cut* yang berbeda) sebagai berikut:

A_n	C_0	C_1	C_2
A_0	0,980321	$-0,115661 \times 10^{-1}$	$0,179050 \times 10^{-4}$
A_1	-0,414360	$0,392799 \times 10^{-2}$	$0,237075 \times 10^{-5}$
A_2	-0,564870	$0,762080 \times 10^{-2}$	$-0,202079 \times 10^{-4}$

Maka, hitung persamaan analisis regresi (P_1 & P_2) sebagai berikut:

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(WC)$$

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(0,9378)$$

$$P_1 = 1,6145$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(WC)$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(0,9378)$$

$$P_2 = -0,5248$$

Hitung WC* sebagai hubungan antar tekanan alir dasar sumur terhadap *water cut* yang dinyatakan sebagai P_{wf}/P_s dimana ($WC @ P_{wf} \approx P_s$) :

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \cdot \frac{P_{wf}}{P_s} \right)$$

$$\frac{0,9378}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = 1,6145 \times \text{Exp} \left(-0,5248 \cdot \frac{1163,06}{1405,48} \right)$$

$$\frac{0,9378}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = 1,6145 \times 0,6477$$

$$\frac{0,9378}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = 1,0457$$

$$WC @ P_{wf} \approx P_s = \frac{0,9378}{1,0457} = 0,8968$$

Sehingga, An didapat sebagai berikut:

$$A_n = C_0 + C_1 (WC^*) + C_2 (WC^*)^2$$

Maka,

$$A_0 = 0,980321 - ((0,115661 \times 10^{-1} (0,8968)) + ((0,179050 \times 10^{-4} (0,8968)^2))$$

$$A_0 = 0,9699$$

$$A_1 = -0,414360 + ((0,392799 \times 10^{-2} (0,8968)) + ((0,237075 \times 10^{-5} (0,8968)^2))$$

$$A_1 = -0,4108$$

$$A_2 = -0,564870 + ((0,762080 \times 10^{-2} (0,8968)) - ((0,202079 \times 10^{-4} (0,8968)^2))$$

$$A_2 = -0,5580$$

Sehingga,

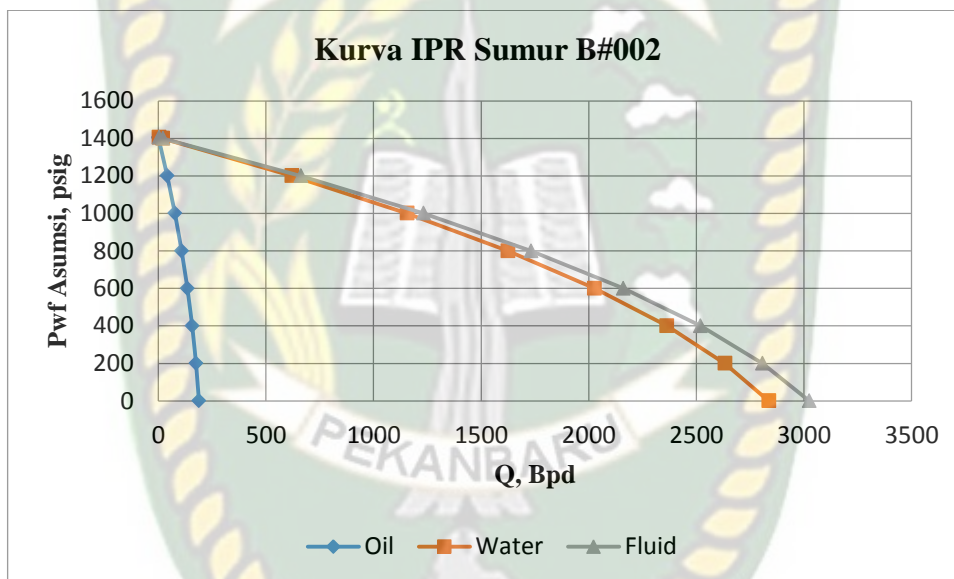
$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

$$\frac{48,08}{Q_{max}} = 0,9699 - 0,4108 \left(\frac{1163,06}{1405,48} \right) - 0,5580 \left(\frac{1163,06}{1405,48} \right)^2$$

$$\frac{48,08}{Q_{max}} = 0,2478$$

$$Q_{max} = 194,02 \text{ bopd}$$

Dengan diperolehnya laju alir maksimum (Q_{max}), maka nilai Q dapat dihitung berdasarkan nilai-nilai asumsi P_{wf} yang berbeda yang ada pada LAMPIRAN II. Dari perhitungan ini, sehingga didapat grafik kurva IPR sebagai berikut:



Gambar 4.4 Grafik kurva IPR sumur B#002

b. IPR untuk sumur B#045

Aliran sumur B#045 merupakan aliran sumur 2 fasa, sehingga perhitungan yang dilakukan yakni perhitungan IPR 2 fasa. Pada kondisi sumur ini, Tekanan Statik (P_s) lebih kecil dari tekanan *bubble point* (P_b) sehingga perhitungan diperoleh sebagai berikut:

Diketahui:

P_{wf} : 1190,6 psi

P_s : 1535,6 psi

P_b : 1772 psi

Q : 10,855 BOPD

$$PI : 0,031472$$

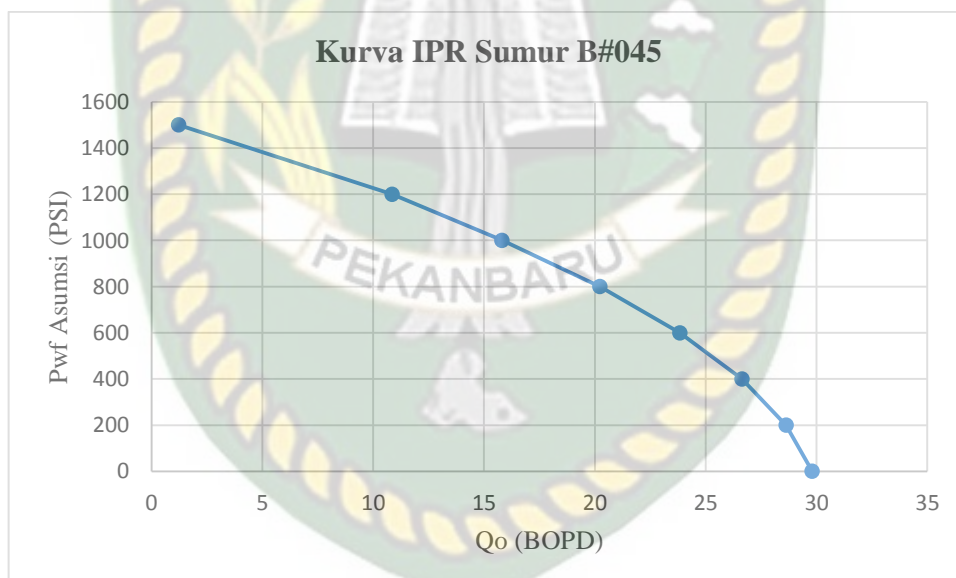
Tekanan Statik (P_s) lebih kecil dari Tekanan *bubble-point* (P_b), maka:

$$Q_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2}$$

$$Q_{\max} = \frac{10,855 \text{ BOPD}}{1 - 0,2\left(\frac{1190,6}{1535,6}\right) - 0,8\left(\frac{1190,6}{1535,6}\right)^2}$$

$$Q_{\max} = 29,81 \text{ BOPD}$$

Dengan diperolehnya laju alir maksimum (Q_{\max}), maka nilai Q dapat dihitung berdasarkan nilai-nilai asumsi P_{wf} yang berbeda yang ada pada **LAMPIRAN II**. Dari perhitungan ini, sehingga didapat grafik kurva IPR sebagai berikut:



Gambar 4.5 Grafik kurva IPR sumur B#045

c. IPR untuk sumur B#115

Kondisi aliran sumur B#115 sama dengan aliran sumur B#045 dimana aliran ini merupakan aliran sumur 2 fasa dengan kondisi Tekanan Statik (P_s) lebih kecil dari tekanan *bubble point* (P_b) sehingga diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Diketahui:

$$P_{wf} : 1043,1 \text{ psi}$$

- Ps : 1321,95 psi
- Pb : 1501,35 psi
- Q : 121,27 BOPD
- PI : 0,43

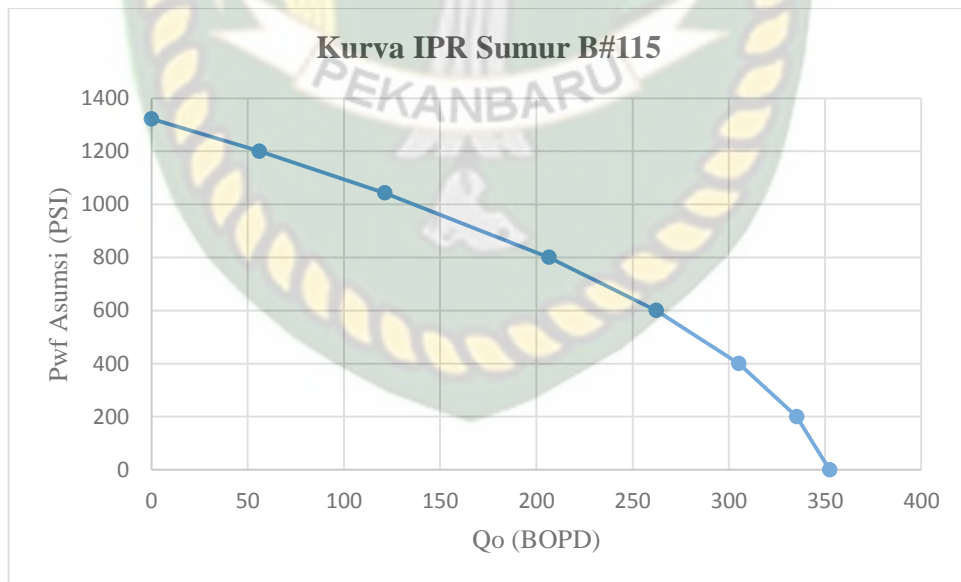
Tekanan Statik (Ps) lebih kecil dari Tekanan *bubble-point* (Pb), maka:

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{121,27}{1 - 0,2\left(\frac{1043,1}{1321,95}\right) - 0,8\left(\frac{1043,1}{1321,95}\right)^2}$$

$$Q_{max} = 352,43 \text{ BOPD}$$

Dengan diperolehnya laju alir maksimum (Q_{max}), maka nilai Q dapat dihitung berdasarkan nilai-nilai asumsi P_{wf} yang berbeda yang ada pada **LAMPIRAN II**. Dari perhitungan ini, sehingga didapat grafik kurva IPR sebagai berikut:



Gambar 4.6 Grafik kurva IPR sumur B#115

4.3. ANALISIS EFEK *DRIVE GAIN* TERHADAP KEAKURATAN *WATER CUT*

Kehadiran dari campuran gas-liquid yang bebas pada *micromotion* dapat menyebabkan pengoperasian sensor tidak benar atau kurang akurat. Keberadaan gas dalam *micromotion* dapat dideteksi secara langsung oleh pembacaan yang dinamakan *Drive Gain*. *Drive gain* merupakan salah satu indikator yang menunjukkan keakuratan dan keberhasilan dari pembacaan *micromotion*. *Drive Gain* adalah tegangan yang diperlukan untuk menjaga agar tabung *coriolis* tetap bergetar sehingga dapat menghitung laju alir massa (Al-Saqabi, Kahali, & Al-Kandari, 2004). Selama kegiatan *well test* berlangsung, *micromotion* juga akan menghitung berapa perolehan *drive gain* yang didapatkan dengan mengirimkan sinyal berupa arus yang secara langsung dibaca oleh HMI berupa pemaparan grafik. Pemaparan grafik ini akan menampilkan perolehan *drive gain* selama kegiatan *well test* berlangsung dalam satuan persentase (%). Hal inilah yang akan dijadikan analisis terhadap keakuratan *water cut* yang dihitung oleh *micromotion*.

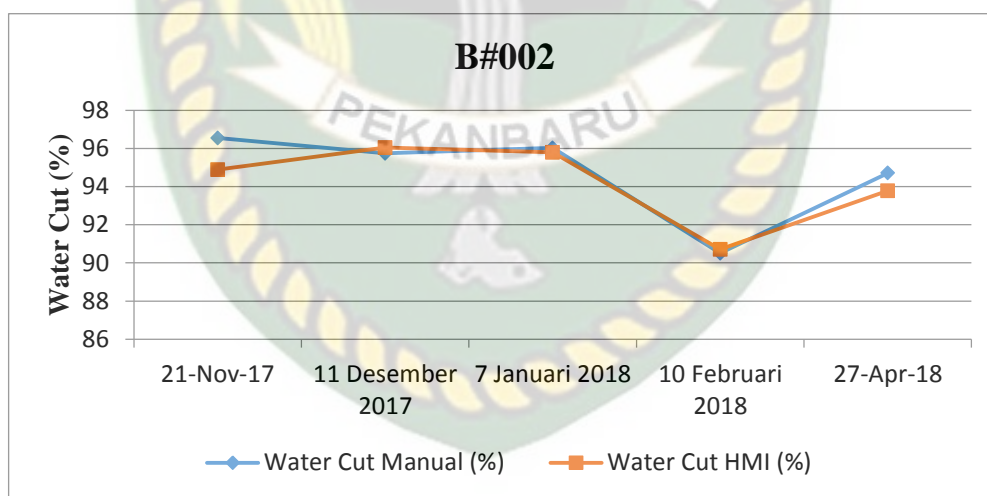
Hubungan antara *drive gain* terhadap keakuratan dari pembacaan *water cut* yang ada di *micromotion* ini ialah karena pada dasarnya *drive gain* merupakan indikator yang ada pada *micromotion* untuk menentukan berapa jumlah persentase gas yang ikut terlarut bersama cairan yang masuk ke dalam *micromotion*. sehingga pengaruh dari pembacaan efek *drive gain* terhadap keakuratan *water cut* akan mempengaruhi jumlah dari produksi yang akan dihitung. Kebanyakan *micromotion* mentoleransi sejumlah gas yang ikut terbawa. Sejumlah kecil gas mungkin tidak mempengaruhi akurasi dari pengukuran massa. Menurut Liu & Kouba, 1994 tergantung pada desain dan ukurannya, batas toleransi gas yang diperbolehkan atau dikatakan stabil berkisar antara 10-20% dari volume, terutama ketika gelembung gas terdispersi atau terlarut dengan baik dalam aliran cairan. Sedangkan PT. MPAS mengambil keputusan bahwa keakuratan nilai *water cut* HMI pada setiap *well* berdasarkan persentase $\leq 30\%$ dan kestabilan *drive gain*.

4.3.1. Well B#002

Tabel 4.4 *Difference Water Cut vs Drive Gain*

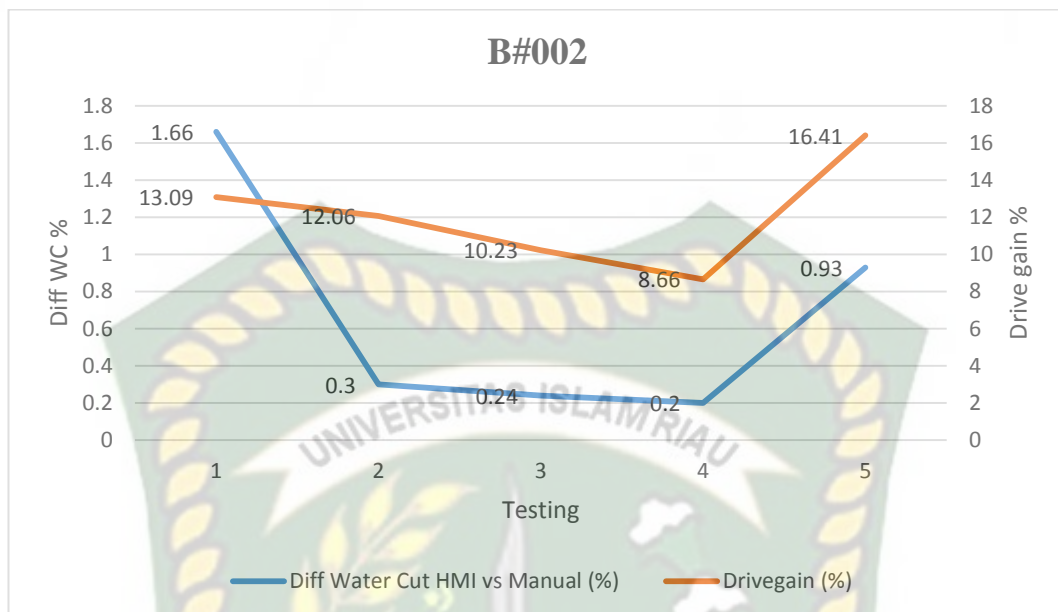
Well	Date	Water Cut Manual (%)	Water Cut HMI (%)	Diff Water Cut (%)	Drive Gain (%)
B#002	21 November 2017	96,55	94,89	1,66	13,09
	11 Desember 2017	95,74	96,04	0,3	12,06
	7 Januari 2018	96,03	95,79	0,24	10,23
	10 Februari 2018	90,51	90,71	0,20	8,66
	27 April 2018	94,71	93,78	0,93	16,41

Berdasarkan tabel 4.4 di atas *well* B#002 yang akan dilakukan analisis dari efek *drive gain* terhadap keakuratan pembacaan *water cut* di *micromotion*. Dari tabel tersebut didapat grafik *water cut* HMI terhadap *water cut* manual yang ditunjukkan sebagai berikut:



Gambar 4.7 Grafik *Water cut* HMI terhadap *water cut* manual

Dari grafik tersebut terlihat adanya selisih antara pembacaan *water cut* HMI dan *water cut* manual. Dari selisih perolehan *water cut* tersebut parameter operasi yang dianalisis berdasarkan persentase perbandingan *water cut* pada penentuan keakuratan pembacaan *water cut* di *micromotion* yaitu perolehan *drive gain* yang didapatkan berdasarkan *well test report*. Analisa dilakukan berdasarkan 5 kali tes yang diperhatikan agar tujuan dari analisis ini dapat diketahui.

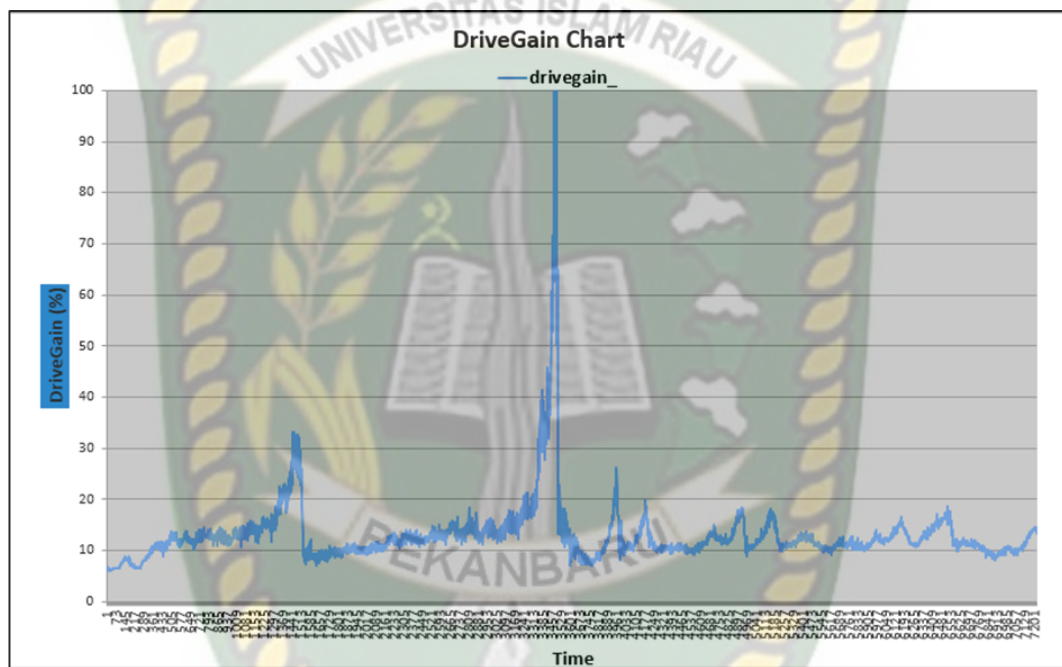


Gambar 4.8 Grafik Perbandingan *Difference Water Cut* terhadap *Drive Gain*

Berdasarkan gambar 4.8 dilihat bahwa grafik di atas menunjukkan perolehan perbandingan *water cut* terhadap *drive gain* dari kelima tes yang dilakukan. Dari kelima tes tersebut diperoleh bahwa *drive gain* tertinggi didapatkan pada tes ke-5 sebesar 16,41% dengan perolehan *diff water cut* 0,93 % sedangkan *drive gain* terendah didapatkan pada tes ke-4 sebesar 8,66% dengan perolehan *diff water cut* 0,20%. Dilihat dari grafik di atas, perolehan grafik ini menunjukkan bahwa perbandingan *diff water cut vs drive gain* hampir berbanding lurus, namun dari kelima tes tersebut diperoleh *diff water cut* dan *drive gain* yg berbeda-beda. Dapat dilihat bahwa kelima tes yang dilakukan dari tes ke 3 sampai dengan 5 menunjukkan grafik yang hampir berbanding lurus, maksud dari berbanding lurus ini ialah, semakin tinggi perolehan *drive gain* maka tingkat *trial error* dari perbedaan *water cut* semakin besar sehingga pembacaan *water cut* yang terbaca pada *micromotion* kurang akurat.

Pada tes yang pertama yakni tes yang dilakukan pada tanggal 21 November 2017, diperoleh perbandingan *water cut* yang sangat tinggi yaitu sebesar 1,66% hampir mendekati batas keakuratan data kegiatan *well test* dengan persentase perbandingan *water cut* HMI vs *water cut manual* yaitu 2% namun perolehan *drive gain* didapatkan sebesar 13,09%. Sedangkan tes ke-2 sampai

dengan 5 menunjukkan perolehan fluktuasi grafik yang hampir berbanding lurus. Hal ini tentu mengakibatkan kurang akuratnya pembacaan *water cut* pada tes pertama karena perolehan *drive gain* yang didapatkan tidak sesuai berdasarkan perolehan perbedaan *water cut* yang begitu tinggi. Dari analisa ini didapatkan ternyata pada tes pertama perolehan grafik *drive gain* yang dilihat dari *well test report* menunjukkan fluktuasi yang *non-stasioner*, dapat dilihat pada gambar 4.9 sebagai berikut:



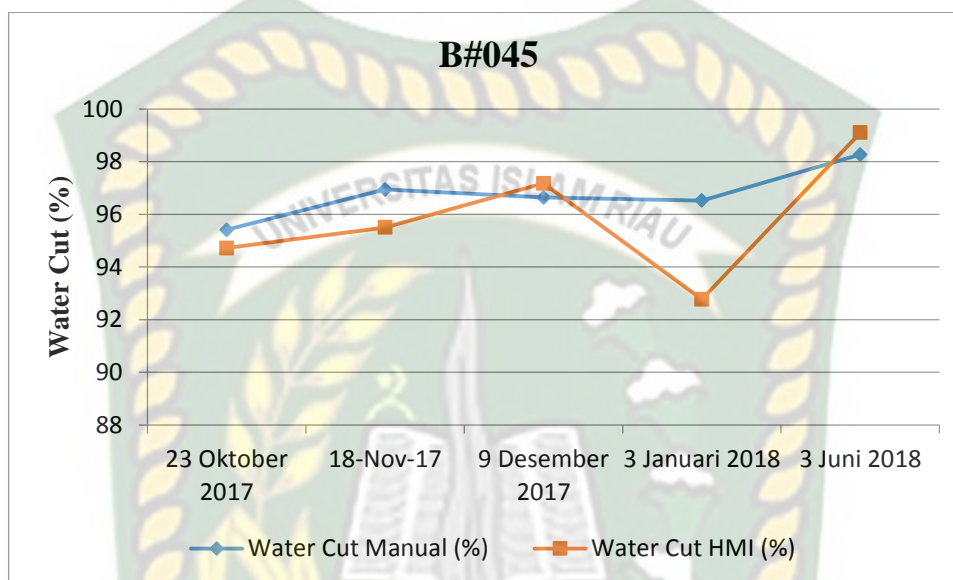
Gambar 4.9 Fluktuasi Grafik *Drive gain* yang tidak *linier* pada tes pertama

4.3.2. Well B#045

Tabel 4.5 *Difference Water Cut vs Drive Gain*

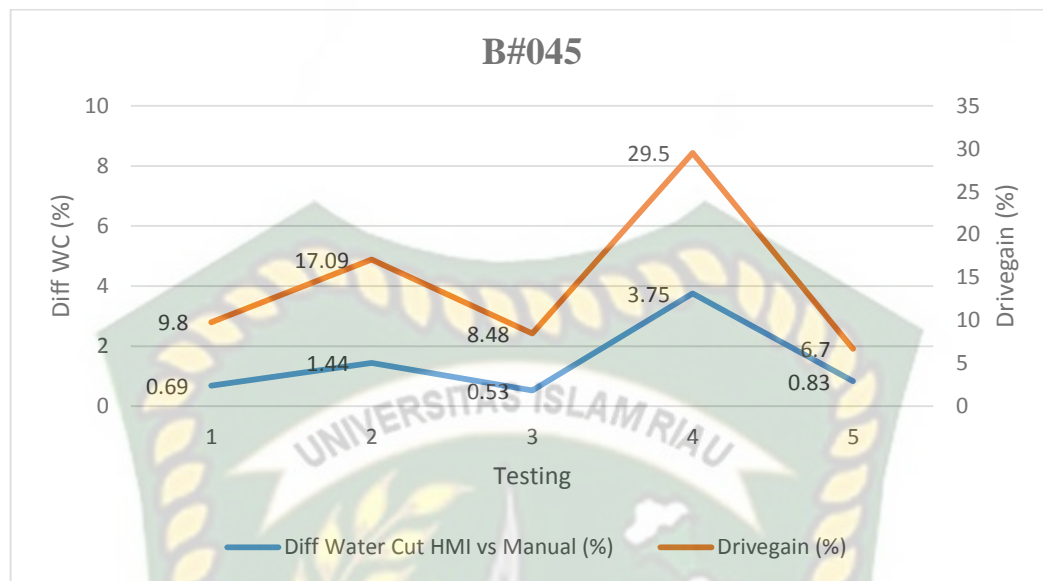
Well	Date	Water Cut Manual (%)	Water Cut HMI (%)	Diff Water Cut (%)	Drive Gain (%)
B#045	23 Oktober 2017	95,41	94,72	0,69	9,80
	18 November 2017	96,94	95,50	1,44	17,09
	9 Desember 2017	96,64	97,17	0,53	8,48
	3 Januari 2018	96,52	92,77	3,75	29,5
	3 Juni 2018	98,27	99,10	0,83	6,70

Analisis *well* selanjutnya yakni yang dilakukan pada kandidat *well* B#045 terhitung dari Oktober-Juni pada waktu yang berbeda-beda sebanyak 5 kali tes yang dilakukan. Dari tabel tersebut diperoleh grafik *water cut HMI* terhadap *water cut manual* yang dilihat sebagai berikut:



Gambar 4.10 Grafik *Water Cut HMI* terhadap *water cut manual*

Berdasarkan hasil *well test* yang didapatkan ternyata perilaku *drive gain* terhadap perubahan *water cut* pada sumur ini menghasilkan grafik yang menunjukkan *linier* (gambar 4.11). Hampir persis dengan kandidat *well* pertama, namun pada *well* ini pengaruh dari efek *drive gain* terhadap keakuratan *water cut* benar sangat baik dan sangat jelas didapatkan karena berdasarkan asumsi yang diperoleh dari *well* pertama yang bahwasanya semakin tinggi perolehan *drive gain* maka tingkat *trial error* dari perbedaan *water cut* semakin besar sehingga pembacaan *water cut* yang terbaca pada *micromotion* kurang akurat. Dari pernyataan ini dapat menjawab jawaban dari pengaruh perolehan efek *drive gain* terhadap keakuratan *micromotion* sangatlah jelas, karena pada *well* ini sesuai dengan hasil perolehan *diff water cut vs drive gain* yang ditunjukkan seperti pada gambar 4.11 dibawah ini.



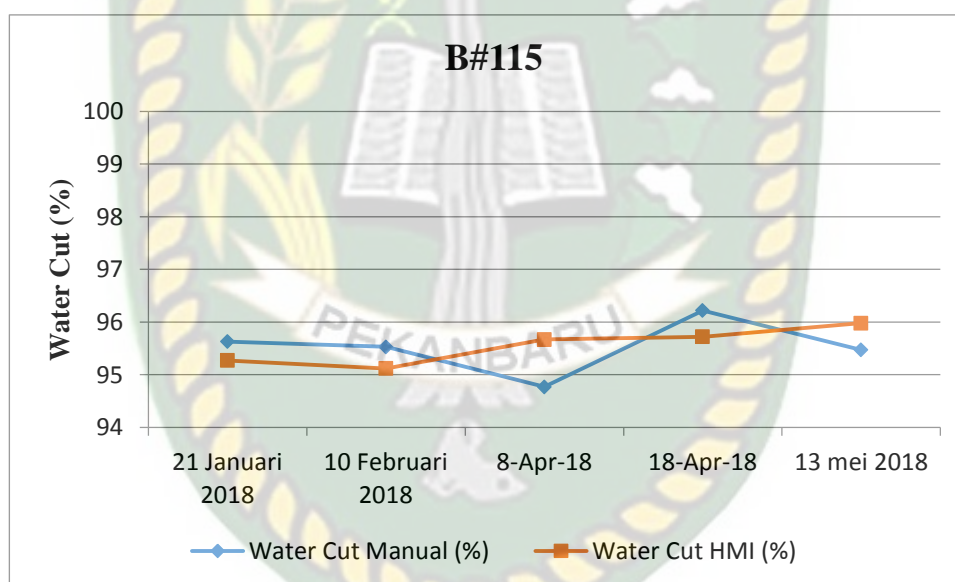
Gambar 4.11 Perbandingan *Difference Water Cut* terhadap *Drive Gain*

Pada gambar 4.11 di atas merupakan kandidat dari sumur B#045 yang menunjukkan pengaruh dari *drive gain* terhadap perbandingan perolehan *water cut*. Pada grafik keseluruhan tes yang dilakukan menunjukkan bahwa hasil dari nilai *water cut* berbanding lurus atau *linier* terhadap *drive gain*. Sehingga apabila perolehan *drive gain* yang didapatkan begitu tinggi maka perubahan *water cut* yang didapatkan pun sangatlah besar maka pembacaan yang dilakukan oleh *micromotion* kurang akurat. Dapat dilihat berdasarkan tes ke-4 yang dilakukan pada tanggal 3 Januari 2018, terhitung perolehan *drive gain* sebesar 29,5% yang hampir mendekati batas ambang keberhasilan kestabilan *drive gain* <30%. Dari perolehan tersebut menunjukkan hasil perubahan *water cut* yang begitu besar yakni sebesar 3,75% melewati keakuratan data kegiatan *well test* (>2%). Dari tes ke-4 ini terjadi fenomena yang dinamakan *Gas Carry-under* (GCU). Berdasarkan perolehan grafik yang dilihat, perolehan tersebut sangatlah jelas bahwa hasil dari *water cut* yang didapatkan menjadi kurang akurat karena perolehan *drive gain* yang begitu besar. Namun dari perilaku ini dapat menjawab bahwasanya *drive gain* sangatlah berpengaruh terhadap keakuratan pembacaan *water cut* di *micromotion*. Karena dari hasil ini menunjukkan grafik yang *linier* atau berbanding lurus dari perilaku *water cut* terhadap perolehan *drive gain*. Menurut Dutton & Louisville, 2001 pada spesifikasi di dalam *micromotion*, *drive gain* di dalam tabung aliran

yang bergetar akan mengubah nilai menjadi penentuan keberadaan aliran multiphase (air, minyak, dan gas) melalui tabung aliran. Perubahan nilai ini biasanya merupakan perbandingan terhadap nilai ambang dimana aliran multiphase termasuk gas dan cairan diindikasikan oleh *drive gain* yang melebihi nilai ambang batas.

4.3.3. Well B#115

Analisis *well* selanjutnya yakni kandidat pada *well* B#115 yang dilakukan pada Januari-Mei dalam pengerjaan 5 kali tes. Pada perolehan ini spesifikasi dalam penentuan pengaruh dari *drive gain* terhadap keakuratan *water cut* ialah perbandingan perolehan *water cut* yang dibaca oleh HMI dengan manual serta *drive gain* itu sendiri yang dilihat pada grafik berikut:



Gambar 4.12 Grafik *Water Cut HMI* terhadap *water cut manual*

Sama persis dengan 2 *well* sebelumnya bahwa dari hasil *well test* tersebut didapatkan perolehan parameter yang dihitung oleh *micromotion* sebagai berikut:

Tabel 4.6 *Difference Water Cut vs Drive Gain*

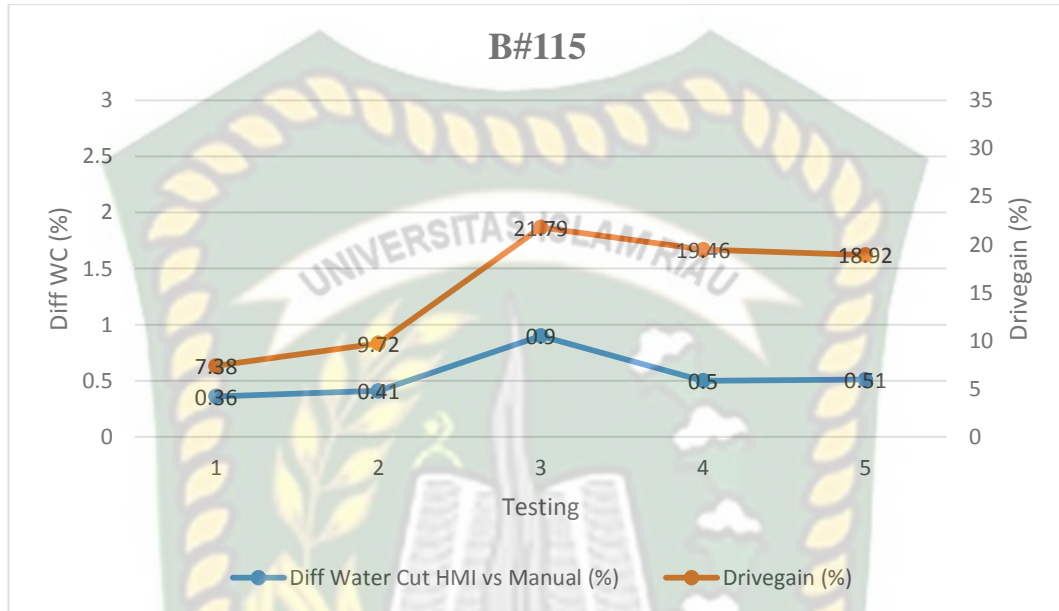
<i>Well</i>	<i>Date</i>	<i>Water Cut Manual (%)</i>	<i>Water Cut HMI (%)</i>	<i>Diff Water Cut (%)</i>	<i>Drive Gain (%)</i>
B#115	21 Januari 2018	95,63	95,27	0,36	7,38
	10 Februari 2018	95,53	95,12	0,41	9,72
	8 April 2018	94,77	95,67	0,9	21,79

	18 April 2018	96,22	95,72	0,5	19,46
	13 mei 2018	95,47	95,98	0,51	18,92

Berdasarkan tabel 4.6 di atas dapat dilihat hasil perolehan dari perbandingan *water cut* (HMI & manual) terhadap *drive gain* pada sumur B#115, dimana dari hasil ini perolehan *drive gain* menunjukkan peningkatan dari tes pertama sampai dengan tes ke-4, hanya saja tes ke-5 yang mengalami penurunan perolehan *drive gain*. Dari perolehan tersebut perubahan perbandingan *water cut* yang didapatkan dari setiap tes didapatkan hasil yang berbeda-beda dimana dari hasil tes ini, perolehan *difference water cut* terhadap *drive gain* tidak seperti pada kandidat sumur pertama dan kedua yang dianalisis sebelumnya. Pada sumur B#115 ini, setelah dilihat dari gambar 4.13 perolehan perbandingan *water cut* terhadap *drive gain* ternyata setiap kenaikan perolehan *drive gain* maka akan terjadi peningkatan perubahan pada perolehan *water cut* begitu juga dengan sebaliknya.

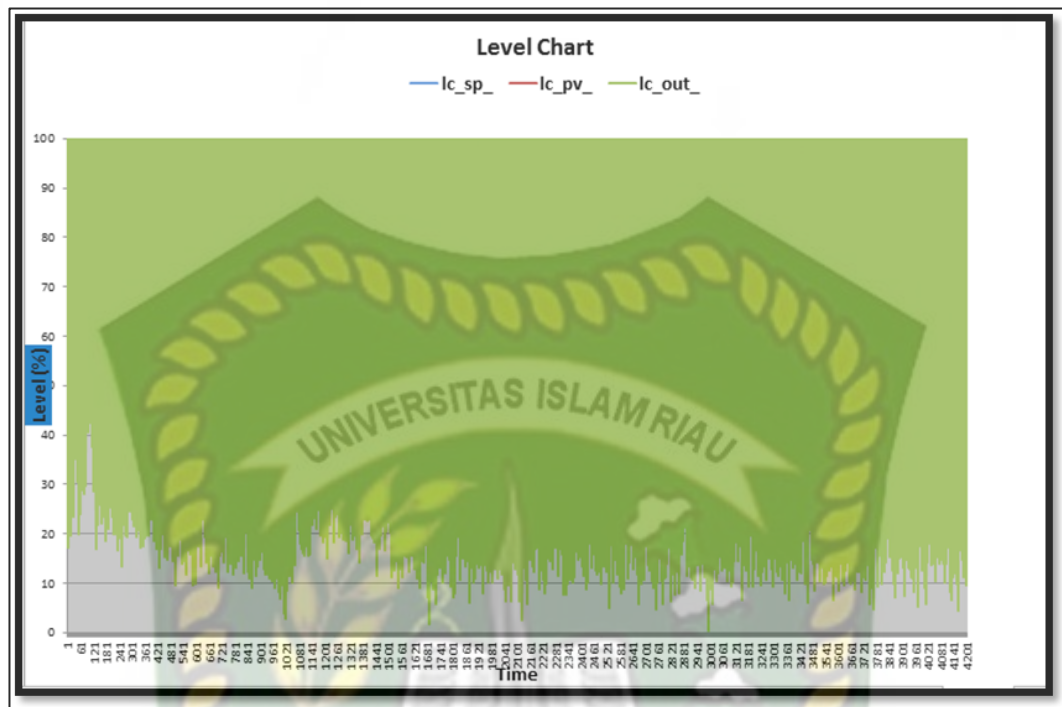
Namun pada kasus ini berbeda dari sumur-sumur sebelumnya yang telah dianalisis. Dimana pada sumur ini hampir semua tes yang mengalami perubahan pada perbandingan *water cut* dan *drive gain* didapatkan hasil yang berbeda-beda atau tidak *linier*. Contohnya, pada tes pertama didapatkan perolehan *drive gain* sebesar 7,38 % dengan *diff water cut* sebesar 0,36% sedangkan pada tes selanjutnya (ke-2) perolehan *drive gain meningkat* menjadi 9,72% dengan perolehan *diff water cut* sebesar 0,41%. Pada tes ke-4 sampai dengan ke-5 terjadi perubahan. Dimana pada tes ke-4 ini didapatkan perolehan *drive gain* sebesar 19,46% dengan *diff water cut* sebesar 0,5% sedangkan tes terakhir (ke-5) perolehan *drive gain* menurun menjadi 18,92% namun *water cut* yang diperoleh pada tes kelima ini meningkat sebesar 0,01%. Hal ini yang menjadikan bahwa pada tes kali ini perolehan *water cut* yang didapatkan menjadi kurang akurat berdasarkan perilaku dari *drive gain* tersebut. Oleh karena itu, untuk dapat menjawab dari perilaku kelima tes yang dilakukan ini maka analisis yang dilakukan agar didatakannya pengaruh perubahan antara *diff water cut* dan *drive gain* yaitu dengan cara melihat hasil dari rujukan data *summary well test report*

pada grafik *drive gain* dan *level chart* secara khusus melihat perilaku perubahan setiap kenaikan atau penurunan pada grafik yang ditunjukkan pada *well test report*.



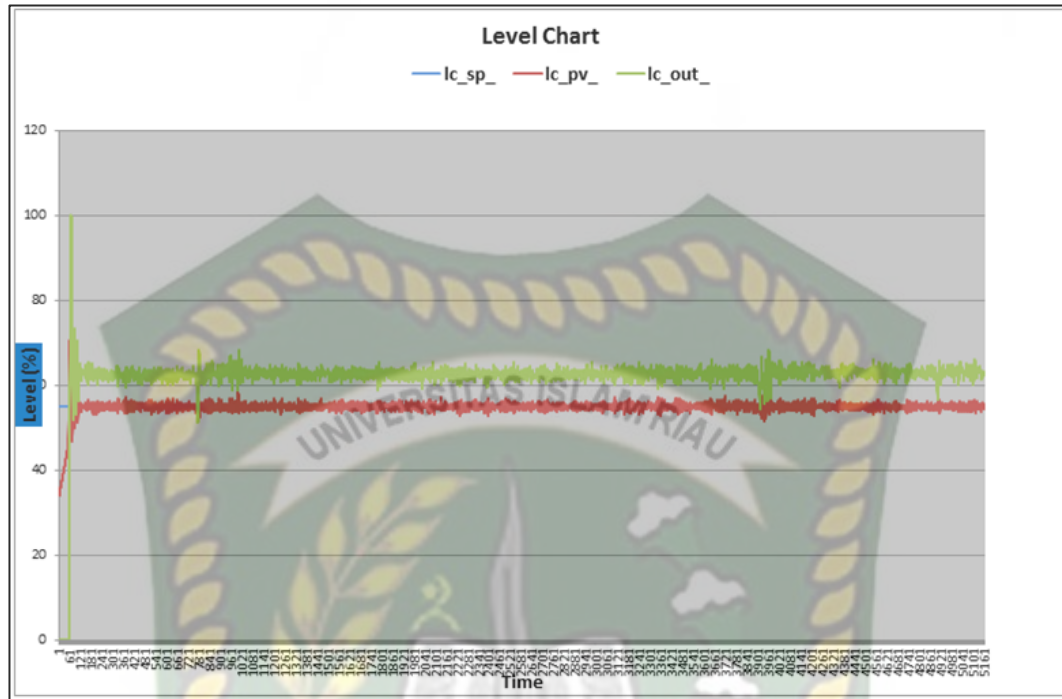
Gambar 4.13 Perbandingan *Difference Water Cut* terhadap *Drive Gain*

Berdasarkan pada gambar 4.13 bahwa dari kelima tes yang dilakukan dengan mempertimbangkan perilaku dari perubahan fluktuasi grafik yang ditunjukkan pada gambar 4.14 dimana pada tes ke-4 diindikasikan adanya gelembung-gelembung gas/*foaming*, adanya indikasi ini dapat dilihat berdasarkan perilaku dari grafik *level chart* yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini:



Gambar 4.14 Tidak stabilnya *Level Chart* pada tes keempat

Berdasarkan pada gambar 4.14 diatas, perilaku dari *level chart* ini menjadi tidak stabil dikarenakan perubahan fluktuasi *LC out* yang non-stasioner sehingga *level* pada *setting point* (SP) dan *present value* (PV) yang didapatkan tidak terlihat. Dari perilaku ini didapatkan bahwa adanya indikasi gelembung-gelembung gas/*foaming* pada fluida sehingga grafik *level* menunjukkan seperti pada gambar 4.15 dimana untuk mendapatkan hasil yang akurat bukaanannya pada LCV dipercepat sehingga menghasilkan gambar seperti dibawah ini:



Gambar 4.15 *Level Chart* pada tes ke-5 dengan perilaku SP,PV dan LC yang seimbang

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

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

1. Perhitungan *water cut* dengan data densitas yang ada pada *well test report* menunjukkan perbedaan antara *water cut* perhitungan manual dan *water cut* yang dihitung oleh *micromotion* nilainya <2% pada sumur B#002, B#045 dan B#115 lapangan BQA yang mengindikasikan nilai *water cut* yang diperoleh *micromotion* akurat.
2. Perolehan laju alir maksimum yang dihitung berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* untuk sumur B#002, B#045, dan B#115 yaitu 194,02 BOPD, 29,81 BOPD, dan 352,43 BOPD.
3. Sumur B#002, B#045, dan B#115 pada lapangan BQA, keakuratan pembacaan *water cut* berdasarkan perolehan *drive gain* yang dibaca oleh *micromotion* dimana perbandingan perbedaan *water cut* terhadap nilai *drive gain* adalah *linier*. Sumur B#002 pada tes ke-1 nilai *drive gain* sebesar 13,09% dengan perbedaan *water cut* 1,66% yang hampir mendekati batas keakuratan data pada *micromotion* (<2%). Sumur B#045 pada tes ke-4 diperoleh nilai *drive gain* yang tinggi sebesar 29,5% dengan nilai perbedaan *water cut* sebesar 3,75%. Sedangkan untuk sumur B#115 pada tes ke-4 diindikasikan adanya kehadiran gelembung-gelembung gas/*foaming*.

5.2. SARAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, disarankan kepada peneliti selanjutnya untuk menganalisa keakuratan *water cut* pada *micromotion* dengan memperhatikan pengaruh dari *level* fluidanya serta karakteristik jenis fluida yang mengalir.

DAFTAR PUSTAKA

- ABB. (2011). 2600T Series Pressure Transmitter Engineered Solutions for all applications. *OI/266/HART-EN Rev.F*.
- Abbasy, I. (2001). Field Testing Coriolis Mass Flowmeter in Central Ghawar. *SPE 71478*.
- Al-Kadem, S. M., Al-Khelaiwi, F. T., Al Mashhad, A. S., & Al Dabbous, M. S. (2015). A Decade Experience with MPFM in Northern Field of Saudi Aramco. *SPE-172634-MS*, 2.
- Al-Mubarak, A. M. (1997). A New Method in Calculating Water Cut and Oil and Water Volume Using Coriolis Meter. *SPE 38786*, 377.
- Al-Mutairi, A. R., Khuzzan, S. H., Helal, R., & Raman, B. (2011). Enhancing Well Testing Performance by Installing a Reliable Water Cut Meter Along With Coriolis Flowmeter. *SPE 149117*, 4.
- Al-Saqabi, M., Kahali, K., & Al-Kandari, I. M. (2004). Evaluations of Coriolis Meter and Gas Flow Computers for Well Testing. *Kuwait Oil Company SPE 88473*, 3.
- Al-Taweel, A. B., Barlow, S. G., & Aggour, M. A. (1997). Development and Testing of Multiphase Metering Unit Utilizing Coriolis Meters. *SPE 38785*, 365.
- Damayanti, R., Santosa, P., & Santoso, B. (2015). Penentuan Ukuran Control Valve Pada Unit Pengolahan Air Bebas Mineral Iradiator GAMMA PRFN. *PRFN-BATAN*, 11.
- Dutton, R. E., & Louisville. (2001). Correction Of Coriolis Flowmeter Measurements Due To Multiphase FLOws. *United States Patent*, 8.
- Emerson. (2017). Micromotion Advanced Phase Measurement. Dalam A. Manual, *Micromotion Advanced Phase Measurement* (hal. 33-34).

- Gatlin, C. (1960). *Petroleum Engineering Drilling and Well Completion*. New Jersey: Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs.
- Guirguis, S., & Chun, S. F. (2009). Modeling Of Coriolis Mass Flow Meter Of General Plane-Shape Pipe. *SPE*, 1.
- Gysling, D. L., & Loose, D. H. (2005). Using SONAR Based-Gas Volume Fraction Meter for Improved Net Oil Rate Measurement. *CiDRA Corporation*.
- Haidi, J. (2015). Pengaruh Perhitungan FLOW Gas Terhadap Perubahan Suhu Gas Alam Dengan Alat Ukur Orifice Meter. *Jurnal Amplifier*, 59.
- Henry, Manus; Tombs, Michael; Zhou, Feibiaou; Zamora, Mayela;. (2011). New Applications for Coriolis Meter based Multiphase Flow Metering in the Oil and Gas Industries. *The 10th International Symposium Of Measurement Technology And Intelligent Instruments*, 5.
- Joseph, A., Obong, B., & Ajienka, J. A. (2017). The Impact of Crude Oil Emulsion on Horizontal Separator Efficiency. *SPE-189081-MS*.
- Kolla, S. S., Mohan, R. S., & Shoham, O. (2018). Effect Of Liquid Level On Gas Carry-Under In GLCC Compact Separators. *Proceedings Of The Asme 2018*.
- Kurniawan, W., Padil, & Fermi, M. I. (2017). Pengaruh Konsentrasi dan Jumlah Injeksi Chemical Reverse Demulsifier Pada Proses Pemecahan Emulsi. *Jurusan Teknik Kimia*.
- Lansing, J. (2003). Principle Of Operation For Ultrasonic Gas Flow Meters. *Daniel Measurement and Control, Inc.*, 50.
- Liu, K. T., & Kouba, G. E. (1994). Coriolis Based Net Oil Computers Gain Acceptance at The Wellhead. *Oil & Gas Journal*.
- M., B., & Gonzales, F. A. (1978). Coriolis Mass Flow Rate Metering Means. *United States Patent*.
- Marshall, C., & MacGillivray, A. (2016). Characterising Coriolis Meters for Use in 3-Phase Flow in Marginal Field. *OTC-26594-MS*, 4.

- Mu'in, R. (2010). Upaya Memperpanjang Pemakaian Minyak Bumi. *Jurnal Teknik Kimia Vol.17, 9*.
- Muskat, M. (1946). *The Flow Homogeneous Fluid Through Porous Media. First Edition, Chief of Physic Division Gulf Research and Development Company*. McGraw-Hill Book Company.
- Musnal, A. (2011). Perhitungan Laju Alir Minyak Setiap Lapisan pada Sumur Commingle. *Jurnal Saintis Volume 12 No.1, 28*.
- Rajendran, A. (2018). Novel Application of Coriolis Meters in Custody Transfer Applications. *SPE-192631-MS*.
- Rukmana, Dadang, & Kristanto, D. (2012). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Samson, Ibukun, & Onyekonwu, M. (2011). Best Us Production Test- Estimating Well Productivity Parameters in The Absence of Bottomhole Pressure Test. *SPE 150748*.
- Wenrong, M., Khelawi, F. T., Anazi, A. F., Zarea, M. A., & SPE. (2014). Innovative Flow Calculation to Improve The Accuracy of Coriolis Meters. *IPTC-17943-MS*.
- Wilkinson, C. (2006). Truck Unloading Measurement of Crude Oil Using Coriolis Technology . *Spartan Controls, Ltd*.
- Yeung, H., Manus, H., & Tombs, M. (2005). Coriolis Metes in Two Phase Flow. *BHR Group, 345*.