

**OPTIMASI PRODUKSI SUMUR MINYAK DENGAN
MENGUNAKAN *SMART WELL COMPLETION* (SWC) DAN
MULTIPHASE FLOW METER (MPFM) DI SUMUR MINYAK
ZFH**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MARYO NALDO

153210910

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Maryo Naldo
NPM : 153210910
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Optimasi Produksi Sumur Minyak Dengan Menggunakan *Smart Well Completion* (SWC) Dan *Multiphase Flow Meter* (MPFM) Di Sumur Minyak ZFH

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 : Ir. H. Ali Musnal, MT ()
Penguji : Idham Khalid, ST., MT ()

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 7 Maret 2020

Disahkan oleh:



Ir. H. Asst. Kudus Zami, MT., MS., Tr., IPM

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. Eng. Muslim, MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 7 Maret 2020



Maryo Naldo

NPM. 153210910

KATA PENGANTAR

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

1. Orang tua saya Alm. Djamiun Maien dan Hj. Neldiwati, M. Pd yang telah memberikan dorongan dan doa sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Istri saya Hazlinda, SE dan anak-anak (Zahran, Fathir, dan Hanif) yang memberikan dukungan penuh dan doa sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Novrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing dan sekretaris prodi yang banyak membantu dan memberikan masukan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
4. Ketua prodi Teknik Perminyakan dan seluruh dosen-dosen prodi Teknik Perminyakan yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Sahabat-sahabat mahasiswa prodi Teknik Perminyakan khususnya Angkatan 2015 kelas F yang telah membantu saya selama perkuliahan hingga dapat menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 7 Maret 2020

Maryo Naldo

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL	x
OPTIMASI PRODUKSI	xi
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>WELL TESTING</i>	4
2.1.1 <i>Inflow Performance Relationship (IPR) Metode Pudjo Sukarno.....</i>	8
2.2 <i>SMART WELL COMPLETION</i>	10
2.2.1 <i>Inflow Control Valve (ICV).....</i>	13
2.3 <i>MULTIPHASE FLOW METER</i>	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	24
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	24
3.2 ALUR PENELITIAN.....	26
3.3 TEMPAT PENELITIAN.....	27
3.4 JADWAL PENELITIAN	27
3.5 STUDI LAPANGAN	27
3.5.1 <i>Well Data</i>	28

3.5.2	<i>Well Sketch</i>	29
3.5.3	<i>Well Head Sketch</i>	29
3.5.4	<i>Perencanaan Job Layout</i>	30
3.5.5	<i>Job Procedures</i>	30
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		31
4.1	ANALISIS <i>WELL TEST REPORT</i>	31
4.2	ANALISIS DATA PRODUKSI MASING-MASING LATERAL.....	34
4.2.1	Analisis Data Produksi Lateral MB	34
4.2.2	Analisis Data Produksi Lateral L2	35
4.2.3	Analisis Data Produksi Lateral L3	36
4.3	PERBANDINGAN <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> (IPR) SUMUR ZFH DENGAN METODE PUDJO SUKARNO	38
4.3.1	Kurva IPR Lateral MB	38
4.3.2	Kurva IPR Lateral L2	40
4.3.3	Kurva IPR Lateral L3	42
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		46
5.1	KESIMPULAN	46
5.2	SARAN	46
DAFTAR PUSTAKA		47
LAMPIRAN.....		50



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Hubungan antara laju aliran dan tekanan <i>drawdown</i> dari produktivitas reservoir. (a) Laju aliran dengan beberapa ukuran <i>choke</i> yang berbeda dan (b) Tekanan lubang bawah (BHP) yang stabil sebelum ukuran <i>choke</i> diubah. (Bath, 1998).....	6
Gambar 2.2 Kurva IPR produktivitas rendah (A), produktivitas tinggi (B), dan sumur gas (C) menunjukkan kelengkungan tertentu yang disebabkan efek aliran inersia dan <i>turbulen</i> di sekitar <i>wellbore</i> dan juga karena perubahan gas <i>properties</i> dan tekanan. (Bath, 1998)	7
Gambar 2.3 Kurva IPR Aliran Tiga Fasa	9
Gambar 2.4 <i>Intelligent Well</i> (Al-Khalifa, Miskhes, Baruah, & Al-Otaibi, 2013) 11	
Gambar 2.5 <i>Overview Field Communication</i> (Al-Arnout, Al-Driweesh, Al-Zahrani, Rahman, & Jacob, 2008)	12
Gambar 2.6 Komponen TRFC-H ukuran 3-1/2 inch (Sumber: SLB)	13
Gambar 2.7 Hubungan antara <i>Choke Position</i> dengan <i>Flow Area</i> (Sumber:SLB)	14
Gambar 2.8 <i>Inflow Port</i> dari ICV (Al-mubarak, Sunbul, Hembling, Sukkestad & Jacob, 2008)	16
Gambar 2.9 Pola aliran vertikal gas dan likuid (Falcone, Hewitt, & Alimonti, 2009)	17
Gambar 2.10 Pola aliran horizontal gas dan likuid (Falcone, Hewitt, & Alimonti, 2009)	17
Gambar 2.11 Komponen utama dari MPFM (Hassan, Bekkoucha, & Abukhader, 2006)	20
Gambar 2.12 MPFM <i>Phase Tester</i> (Retnanto & Azim, 2001).....	20
Gambar 2.13 <i>Smart Completion Schematic</i> (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)	21
Gambar 2.14 ICV (<i>Downhole Control Valve</i>) (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)	22
Gambar 2.15 <i>Production History</i> (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007).....	23

Gambar 3.1 Alur Penelitian	26
Gambar 3.2 Peta lokasi sumur ZFH	28
Gambar 3.3 <i>Well Sketch</i> Sumur ZFH	29
Gambar 3.4 <i>Well Head Sketch</i> Sumur ZFH.....	29
Gambar 3.5 Perencanaan <i>Job Layout</i>	30
Gambar 4.1 Perbandingan qo, qw, WHP, dan WC	33
Gambar 4.2 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral MB	34
Gambar 4.3 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral L2	36
Gambar 4.4 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral L3	37
Gambar 4.5 Kurva IPR Lateral MB	40
Gambar 4.6 Kurva IPR Lateral L2	42
Gambar 4.7 Kurva IPR Lateral L3	44
Gambar 4.8 Kurva IPR Sumur ZFH Metode Pudjo Sukarno	45



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Konstanta Cn untuk masing-masing harga An.....	9
Tabel 2.2 3-1/2 inch TRFC-H choke hole size (Sumber: SLB)	15
Tabel 2.3 Ukuran <i>choke</i> pada pengaturan ICV (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)	22
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	27
Tabel 4.1 <i>Summary Well Test Report</i> (Sumber SLB, 2019)	31
Tabel 4.2 <i>Flow area</i> dan <i>Equivalent Choke Size</i>	32
Tabel 4.3 Data produksi Lateral MB	34
Tabel 4.4 <i>ICV equivalent choke</i> dan <i>Gilbert choke</i> Lateral MB	35
Tabel 4.5 Data Produksi Lateral L2	35
Tabel 4.6 <i>ICV equivalent choke</i> dan <i>Gilbert choke</i> Lateral L2.....	36
Tabel 4.7 Data Produksi Lateral L3	36
Tabel 4.8 <i>ICV equivalent choke</i> dan <i>Gilbert choke</i> Lateral L3	37
Tabel 4.9 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral MB	40
Tabel 4.10 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral L2	42
Tabel 4.11 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral L2	44

DAFTAR SINGKATAN

BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
BPD	<i>Barrel Per Day</i>
DAFC	<i>Data Acquisition Flow Computer</i>
DPV	<i>Differential Pressure Venturi</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
SWC	<i>Smart Well Completion</i>
ICV	<i>Inflow Control Valves</i>
IPR	<i>Inflow Performace Relationship</i>
MPFM	<i>Multiphase Flow Meter</i>
PDHMS	<i>Permanent Downhole Monitoring System</i>
MB	<i>Motherbore</i>
PVT	<i>Pressure Volume & Temperature</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
TRFC-H	<i>Tubing Retrievable Flow Control - Hydraulic</i>
WC	<i>Water Cut</i>
WHP	<i>Well Head Pressure</i>
WHT	<i>Well Head Temperature</i>
WHDCP	<i>Well Head Downstream Choke Pressure</i>

DAFTAR SIMBOL

bb/d	<i>barel per day</i>
ft	<i>feet</i>
MMScf/d	<i>Million Standard cubic feet per day</i>
Pcf	<i>pound per cubic feet</i>
psi	<i>pound square inch</i>
qo	laju alir minyak
qg	laju alir gas
ql	laju alir likuid
qw	laju alir air



OPTIMASI PRODUKSI SUMUR MINYAK DENGAN MENGUNAKAN *SMART WELL COMPLETION* (SWC) DAN *MULTIPHASE FLOW METER* (MPFM) DI SUMUR MINYAK ZFH

MARYO NALDO
153210910

ABSTRAK

Penurunan laju alir produksi hidrokarbon pada suatu sumur minyak merupakan suatu tantangan yang harus dihadapi oleh perusahaan minyak dan gas yang berlangsung seiring berjalannya waktu. Untuk meningkatkan laju alir produksi hidrokarbon yang maksimal dan mengurangi biaya operasional dari sumur minyak dan gas diperlukan adanya optimasi produksi pada level kondisi sumur dan kondisi fasilitas yang digunakan pada lapangan minyak dan gas itu sendiri.

Pada sumur minyak multilateral penggunaan metode *Smart Well Completion* (SWC) atau *Intelligent Completion* diharapkan dapat meningkatkan produktivitas sumur dan mengurangi produksi air dan gas yang tidak diinginkan, serta mengurangi biaya dan resiko dari proses *well intervention* dikarenakan proses pengaturan dari SWC dapat dilakukan di fasilitas permukaan secara *remote controlling*. Peralatan pengujian produksi (*well testing*) di atas permukaan digunakan untuk mendapatkan data produksi dari sumur ZFH. Peralatan pengujian produksi yang digunakan pada sumur ZFH ini adalah *Multiphase Flow Meter (MPFM) Phase Tester*. Dengan mengatur kombinasi pengaturan dari persentase bukaan *Inflow Control Valve* (ICV) yang ada pada SWC diperoleh data produksi sumur ZFH yang kemudian akan dianalisis sehingga akan mendapatkan pengaturan ICV yang tepat untuk masing-masing lateral yang ada pada sumur ZFH.

Hasil dari penelitian yang dilakukan didapatkan bahwa produksi minyak sumur ZFH dapat ditingkatkan menjadi 2963 bbl/d dengan total produksi likuid sebesar 5375 bbl/d dibandingkan dengan produksi minyak sebelum penelitian yaitu sebesar 1550 bbl/d dengan total produksi likuid sebesar 6200 bbl/d, sedangkan *water cut* berkurang dari 75% menjadi 44%. Penelitian ini juga menghasilkan bahwa tidak semua lateral yang ada pada sumur ZFH memiliki potensi produksi hidrokarbon yang sama. Lateral MB dan lateral L2 memiliki potensi produksi hidrokarbon yang lebih baik dibandingkan dengan lateral L3. Untuk pengaturan ICV yang tepat berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan agar sumur ZFH memiliki produksi minyak yang maksimal, mengurangi produksi air yang tidak diinginkan, serta memperpanjang umur sumur maka didapat bahwa pengaturan ICV yang tepat adalah lateral MB pada posisi 3, lateral L2 pada posisi 10 dan lateral L3 dalam posisi tertutup penuh.

Kata kunci: *Smart Well Completion, Multiphase Flow Meter, Well Testing, Inflow Control Valve.*

PRODUCTION OPTIMIZATION OF OIL WELL USING SMART WELL COMPLETION (SWC) AND MULTIPHASE FLOW METER (MPFM) IN OIL WELL ZFH

**MARYO NALDO
153210910**

ABSTRACT

Decreasing of hydrocarbon flowrates in oil well is a challenge that must be passed by oil and gas company which take place over time. The maximum flowrates of production hydrocarbon can be increased and the operational cost can be decreased by using production optimization in several levels of well condition and facility condition of the particular well.

Using the Smart Well Completion (SWC) or Intelligent Completion method at multilateral well is expected to enhance well productivity and to reduce unwanted water and gas production as well as to reduce the cost and risk for well intervention activity due to the controlling process of SWC can be performed on surface facility by using remote controlling system. Well testing equipments on the surface facility are used at Well ZFH to provide the well production test data. The well test equipment that was used at Well ZFH was Multiphase Flow Meter (MPFM) Phase Tester. The combination of percentage ICV at SWC was controlled to get the well production test data that will be analyzed to achieve the correct ICV setting for every laterals at Well ZFH.

The result of this research showed that the oil production of well ZFH increased to 2963 bbl/d with total liquid production 5375 bbl/d compare with the last result that was 1550 bbl/d of oil production with total liquid production 6200 bbl/d, the water cut also reduced from 75% to 44%. This research also showed that not all the laterals have the same hydrocarbon production potential. Lateral MB and lateral L2 have better hydrocarbon production potential than lateral L3. The correct ICV setting to achieve oil production maximum, reducing unwanted water production, and to extend the life of the well ZFH are ICV lateral MB at position 3, ICV lateral L2 at position 10, and ICV lateral L3 at fully closed position.

Kata kunci: *Smart Well Completion, Multiphase Flow Meter, Well Testing, Inflow Control Valve.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Dalam meningkatkan laju alir produksi (*production rate*) hidrokarbon yang maksimal dan mengurangi biaya operasional (*operating cost*) diperlukan adanya optimasi produksi (*production optimization*) yang dapat dilakukan di beberapa level kondisi seperti kondisi sumur, kondisi fasilitas, dan kondisi lapangan minyak dan gas itu sendiri (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).

Pada kondisi sumur minyak multilateral, penggunaan *Intelligent Completion* atau disebut juga dengan *Smart Well Completion* (SWC) dapat meningkatkan produktivitas sumur dan mengurangi produksi air dan gas yang tidak diinginkan serta dapat meningkatkan efisiensi sapuan (*sweep efficiency*). Sumur-sumur multilateral ini dilengkapi dengan *surface* dan *subsurface downhole valve* dengan beberapa pengaturan *choke* dan juga *downhole permanent pressure gauge*. Metode yang digunakan ini dapat meningkatkan produksi dari sumur minyak multilateral dan juga dapat diatur secara *remote control* dari permukaan sumur tanpa adanya proses *well intervention* sehingga akan mengurangi biaya dan juga resiko-resiko yang dapat terjadi dari proses produksi hidrokarbon tersebut (Al-Anazi, Isichei, Al-Yaha, & Al-Shammeri, 2017).

Dengan menggunakan SWC diperlukan adanya peralatan pengujian produksi dari sumur minyak di permukaan. Salah satu peralatan pengujian produksi sumur yang terkini adalah *Multiphase Flow Meter* (MPFM). MPFM sangat unggul dibandingkan dengan metode konvensional *well testing* karena tidak memerlukan pemisahan fase dalam pengujian sumur (Al-Kadem, Al-Khelaiwi, Al-Mashhad, & Al-Dabbous, 2015). Penggunaan MPFM yang mudah dioperasikan juga dapat mengurangi *human error*, meningkatkan keselamatan dalam pengerjaannya dan juga dapat mengontrol dampak yang dapat ditimbulkan terhadap lingkungan (Retnanto, Weimer, Khonta, Triongko, Azim, & Kyaw, 2001).

Pemanfaatan teknologi terbaru dengan menggunakan metode SWC dan MPFM sebagai peralatan pengujian produksi dari sumur minyak yang dilakukan dipermukaan diharapkan mampu meningkatkan produksi minyak dari sumur

minyak ZFH dan mampu mengurangi resiko serta biaya operasional dibandingkan dengan metode pengujian konvensional yaitu menggunakan *separator*.

Sumur minyak ZFH memiliki 3 lateral (*motherbore*, lateral 2, dan lateral 3) dan berdasarkan laporan pengujian terakhir yang dilakukan didapatkan produksi *gross rate* sebesar 6200 BPD dengan *Water Cut* (WC) sebesar 75% di pengaturan *surface choke* 103/64” pada kondisi pengaturan ICV di setiap lateral dalam kondisi terbuka penuh atau 100%. Sedangkan laporan pengujian sebelum itu sumur ZFH memiliki produksi *gross rate* sekitar 5500 BPD dengan WC sebesar 50% pada kondisi pengaturan ICV hanya terbuka penuh pada *mother bore* dan 2 lateral lainnya tidak diproduksi. Berdasarkan kondisi laporan produksi di atas penelitian ini perlu dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak sumur ZFH dengan metode optimasi produksi dengan penggunaan teknologi SWC dan MPFM sebagai peralatan pengukuran dan pengujian produksi. Diharapkan dari penelitian ini didapatkan pengaturan kombinasi ICV yang tepat dari 3 lateral yang ada dengan menggunakan MPFM sebagai peralatan pengujian produksi serta mengetahui kurva IPR dari masing-masing lateral yang ada di dalam sumur minyak ZFH. Sehingga nantinya diharapkan produksi minyak dari sumur ZFH dapat dimaksimalkan, mengurangi produksi air yang tidak diinginkan, dan dapat menurunkan nilai persentase *Water Cut* sehingga akan memperpanjang umur sumur.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian sebagai berikut:

1. Menentukan peningkatan laju produksi minyak sumur minyak ZFH dengan metode *Smart Well Completions* dan *Multiphase Flow Meter*.
2. Menentukan kombinasi persentase bukaan ICV yang tepat untuk memperoleh jumlah produksi sumur minyak yang optimal pada sumur minyak ZFH.
3. Menentukan potensi laju alir produksi hidrokarbon pada masing – masing lateral sumur minyak ZFH dengan menggunakan metode IPR 3 fasa Pudjo Sukarno.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah:

1. Sebagai pengkayaan materi metode optimasi produksi sumur minyak khususnya dalam perkembangan teknologi terbaru dalam *Smart Well Completions* dan *Multiphase Flow Meter*.
2. Memberikan data perbandingan sebagai dasar pelaksanaan optimasi produksi sumur minyak oleh perusahaan minyak dan gas dengan metode yang serupa.
3. Memberikan pengkayaan materi metode optimasi produksi sumur minyak yang terkini yang dilakukan oleh perusahaan minyak luar negeri bagi mahasiswa Universitas Islam Riau khususnya Program Studi Teknik Perminyakan.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian Tugas Akhir ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penelitian ini hanya membahas mengenai hal-hal berikut :

1. Melakukan percobaan dengan menentukan beberapa variasi dari pengaturan ICV yang digunakan.
2. Menguji dan mengukur *well testing* data yang didapat menggunakan *Multiphase Flow Meter* di sumur ZFH.
3. Teknologi MPFM yang digunakan dalam penelitian ini adalah menggunakan *Phase Tester*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah menciptakan alam dan seisinya untuk kepentingan manusia karena manusia dijadikan sebagai khalifah di muka bumi yang diberikan bekal ilmu dan teknologi. Dengan kemampuan ilmu pengetahuan dan teknologi yang dimiliki oleh manusia, maka diharapkan manusia mampu menjelajah keseluruhan penjuru langit dan bumi sehingga dapat memaksimalkan sumber daya alam yang ada. Dalam surat Al-Baqarah ayat 164 Allah berfirman yang artinya: "*Sesungguhnya pada penciptaan langit dan bumi, pergantian malam dan siang, kapal yang berlayar di laut dengan (muatan) yang bermanfaat bagi manusia, apa yang diturunkan Allah dari langit berupa air, lalu dengan itu dihidupkan-Nya bumi setelah mati (kering), dan Dia tebarkan di dalamnya bermacam-macam binatang, dan perkisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi, (semua itu) sungguh merupakan tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi orang-orang yang mengerti*".

2.1 WELL TESTING

Well Testing terdiri dari 2 kategori umum berdasarkan fungsi dasarnya. Kategori pertama disebut dengan *Pressure Transient Test* yang dilakukan untuk mengukur kondisi *reservoir rock* dan *fluid properties* seperti permeabilitas, porositas, tekanan rata-rata dari reservoir dan untuk menentukan dan mengidentifikasi *reservoir heterogenities* seperti *fault*, *natural fractures*, dan *layers*. Kategori kedua dari *well testing* adalah *deliverability test* yang digunakan untuk menentukan serta mengevaluasi potensi produksi dari sumur dalam kondisi reservoir yang spesifik (Lee, 2003).

Well Testing atau pengujian sumur minyak dan gas dilakukan pada berbagai tahap pengeboran, *completion* dan produksi. Tujuan dari pengujian sumur pada setiap tahap yang dilakukan adalah untuk mengidentifikasi fluida yang diproduksi dan penentuan kemampuan reservoir dalam pengiriman (*deliverability reservoir*) agar didapatkan karakteristik dari reservoir yang kompleks. Kebanyakan pengujian sumur dapat dikelompokkan menjadi pengujian produktivitas (*Productivity Well*

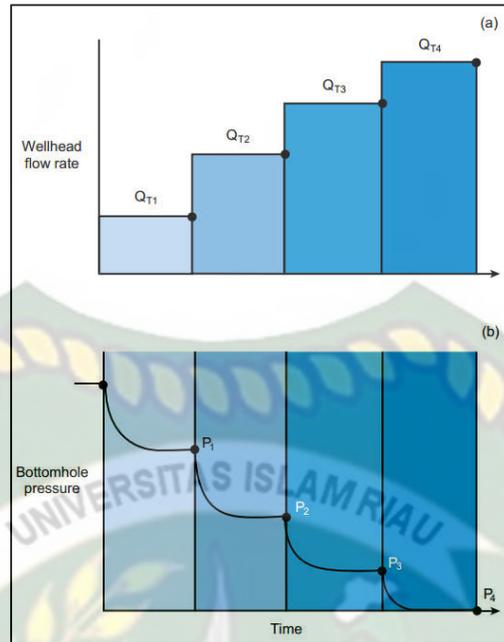
Testing) dan pengujian deskriptif (*Descriptive Well Testing*). Pengujian produktivitas dapat dilakukan untuk:

- a. Identifikasi fluida yang diproduksi dan menentukan masing-masing perbandingan volume (*volume ratio*).
- b. Mengukur tekanan dan suhu reservoir.
- c. Mendapatkan sampel yang sesuai untuk analisis PVT (*Pressure Volume & Temperature*).
- d. Menentukan kemampuan sumur dalam melakukan pengantaran atau pengiriman (*well deliverability*).
- e. Mengevaluasi efisiensi dari *completion* yang dilakukan.
- f. Menentukan karakteristik dari kerusakan sumur (*well damage*).
- g. Mengevaluasi pengerjaan *workover* atau perawatan stimulasi yang dilakukan.

Sedangkan pengujian deskriptif dilakukan untuk :

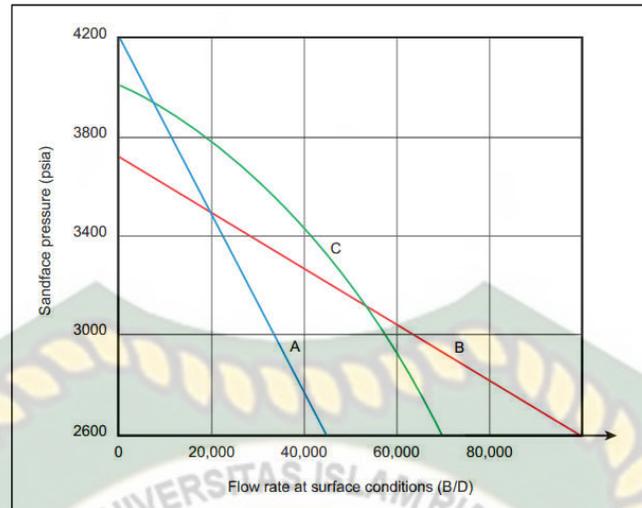
- a. Mengevaluasi parameter-parameter dari reservoir.
- b. Menggambarkan kondisi heterogen dari reservoir.
- c. Menilai luas dan geometri reservoir.
- d. Menentukan komunikasi hidrolik antara sumur.

Data pengujian sumur sangat penting untuk analisis dan peningkatan kinerja reservoir dan untuk mendapatkan prediksi yang terbaik. Pengujian sumur (*well testing*) sangat penting untuk mengoptimalkan pengembangan reservoir dan manajemen aset yang efisien. Teknologi pengujian sumur yang baik berkembang dengan cepat. Integrasi dengan data reservoir lainnya yang terkait, evolusi konstan dari perangkat lunak yang interaktif untuk analisis transien, peningkatan sensor dalam sumur (*downhole*) dan kontrol yang lebih baik dari lingkungan *downhole* telah secara dramatis meningkatkan pentingnya pengujian sumur dan kemampuan dari *well testing* itu sendiri. (Bath, 1998).



Gambar 2.1 Hubungan antara laju aliran dan tekanan *drawdown* dari produktivitas reservoir. (a) Laju aliran dengan beberapa ukuran *choke* yang berbeda dan (b) Tekanan lubang bawah (BHP) yang stabil sebelum ukuran *choke* diubah. (Bath, 1998)

Grafik atau plot data aliran berbanding tekanan *drawdown* dikenal sebagai *Inflow Performance Relationship* (IPR). Untuk kondisi minyak satu fasa, IPR adalah garis lurus yang berpotongan dengan sumbu vertikal menghasilkan tekanan reservoir statis. IPR merupakan kebalikan (*invers*) dari *slope* yang mewakili *productivity index* dari suatu sumur. IPR diatur oleh sifat-sifat sistem fluida batuan dan sangat dekat dengan kondisi lubang sumur. Contoh dari kurva IPR untuk produktivitas rendah dan tinggi dapat ditunjukkan pada Gambar 2.2. Garis yang lebih curam sesuai dengan produktivitas yang buruk, yang dapat disebabkan oleh properti aliran formasi yang buruk (*low mobility – thickness product*) atau karena kerusakan yang disebabkan saat pengeboran atau penyelesaian sumur (*high skin factor*).



Gambar 2.2 Kurva IPR produktivitas rendah (A), produktivitas tinggi (B), dan sumur gas (C) menunjukkan kelengkungan tertentu yang disebabkan efek aliran inersia dan *turbulen* di sekitar *wellbore* dan juga karena perubahan gas *properties* dan tekanan. (Bath, 1998)

Well Testing dilakukan setelah sumur terpasang dengan casing akhir dan liner, *flow string*, dan peralatan bawah sumur produksi. *Chrismast Tree* atau Kepala Sumur (*Wellhead*) dan peralatan kontrol permukaan telah dipasang sehingga pengujian terbatas dengan pengendalian dengan adanya fasilitas produksi di permukaan dan kemampuan dari pekerja (*manpower*) yang akan melakukan pengujian. Proses pengujian dengan lamanya *drawdown*, gangguan, dan *build up test* yang dilakukan dalam beberapa hari untuk mendapatkan data tekanan serta kondisi aliran yang stabil akan memberikan hasil *well testing* yang bagus. Hasil *well testing* yang bagus meliputi proses perekaman data *Bottom Hole Pressure (BHP)* dengan menggunakan *downhole gauges*, data anulus, dan *Well Head Pressure (WHP)* serta pengukuran laju alir minyak dan gas secara terus menerus (Archer, & Wall, 1986).

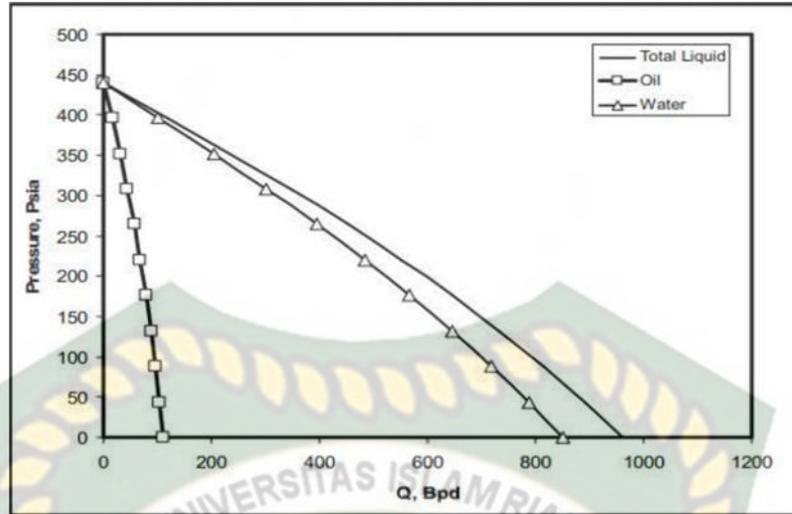
Well Testing memberikan cara efektif dalam mengevaluasi dan memonitor sumur yang di produksi dengan cara mengukur laju alir dari masing-masing fase yang ada pada aliran sumur. Akurasi dari *well testing* merupakan sesuatu yang sangat penting dan vital dalam pengembangan sumur, manajemen reservoir, optimasi produksi, dan alokasi dari cadangan migas. Pengujian dan pengukuran secara tradisional membutuhkan pemisahan dari ketiga fasa yang ada yang

kemudian dilakukan pengukuran masing-masing dari fasa tersebut, yaitu fasa minyak, air, dan gas. Pengujian dan pengukuran yang mengharuskan adanya pemisahan ini menggunakan *separator* sebagai alat pengukuran dan pengujian. Sedangkan metode terbaru dalam pengujian dan pengukuran dalam *well testing* adalah menggunakan *Multiphase Flow Meter* (MPFM), yaitu melakukan pengukuran laju alir dari ketiga fasa tanpa perlunya pemisahan ketiga fasa yang ada (Al-Yatem, & Al-Amri, 2012).

2.1.1 Inflow Performance Relationship (IPR) Metode Pudjo Sukarno

Apabila fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur terdiri dari 3 fasa, yaitu minyak, air dan gas maka menggunakan salah satu metode Pudjo Sukarno. Metode ini dikembangkan untuk menentukan kinerja aliran gas, minyak, dan air dari formasi. Anggapan yang dilakukan pada waktu pengembangan metode ini adalah faktor skin sama dengan nol. Gas, minyak dan air berada dalam satu lapisan mengalir bersamaan secara radial. (Musnal, 2011).

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. (Musnal, 2011).



Gambar 2.3 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:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (1)$$

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:

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

Dimana 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 dibawah ini:

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 metode 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 ($WC @ P_{wf} \approx P_s$):

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf} \approx P_s} = P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \cdot \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \dots \dots \dots (3)$$

Dimana :

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

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

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(WC) \dots \dots \dots (4)$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(WC) \dots \dots \dots (5)$$

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

$$Q_o = Q_{\max} \times \left(A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right) \dots \dots \dots (6)$$

$$Q_w = \frac{WC}{100-WC} \times Q_o \dots \dots \dots (7)$$

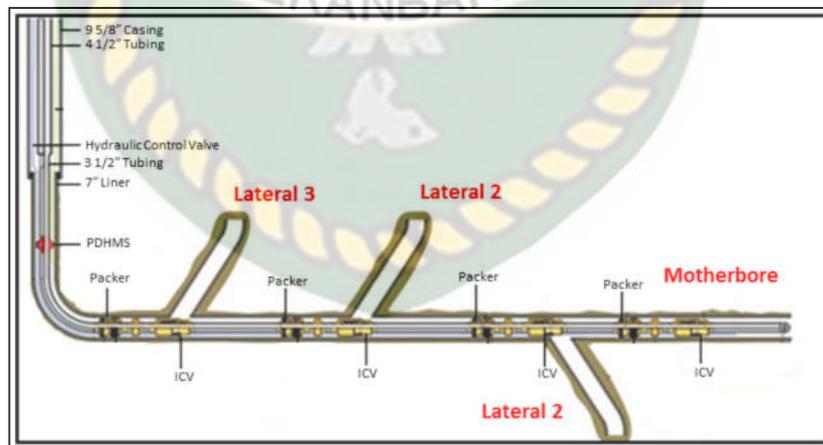
2.2 SMART WELL COMPLETION

Completion adalah penghubung antara reservoir dan *surface production*. Peran dari perencanaan *completion* adalah untuk membuat sumur yang telah dibor untuk dapat diproduksi dengan aman dan efisien. Untuk mendesain sebuah *completion* diperlukan perpaduan antara berbagai bidang ilmu yaitu fisika, kimia,

matematika, teknik, geologi, hidrolis, ilmu material, dan praktek langsung yang didapat dilapangan (Bellarby, 2009).

Smart Well Completion atau disebut juga dengan *Intelligent Well Technologies* memungkinkan perusahaan minyak untuk mengurangi *Intervention Cost*, meningkatkan produksi dan juga cadangan hidrokarbon, dan meningkatkan manajemen reservoir. Pengertian lainnya adalah teknologi yang dapat memonitor parameter-parameter yang ada di reservoir dan kemudian mengontrol di permukaan dari produksi yang dilakukan. (Vachon, & Furui, 2005).

Smart Well merupakan sebuah sumur yang memiliki peralatan-peralatan instrumentasi bawah sumur yang terhubung dengan suatu sistem kontrol yang ada di permukaan sumur. Beberapa jenis sensor-sensor bawah sumur dan sistem kontrol meliputi *Permanent Downhole Monitoring System (PDHMS)* dan *Inflow Control Valve (ICV)* yang dioperasikan secara sistem hidrolis. Semua komponen ini secara tradisional dipasang di bawah tubing produksi (*production tubing*) dan terhubung dengan koneksi (*control lines*) yang dipasang di luar tubing. Dengan adanya *Smart Well* maka dapat dilakukan pengontrolan secara terus menerus dari laju alir dan tekanan dengan mengontrol *downhole valves* yang ada dari permukaan tanpa adanya kegiatan-kegiatan *well intervention* yang harus dilakukan. *Intelligent Completion* yang pertama kali dipasang yaitu pada tahun 1997 di *Saga's Snorre Tension Leg Platform* di *North Sea* (Alsyeed, & Yateem, 2012).

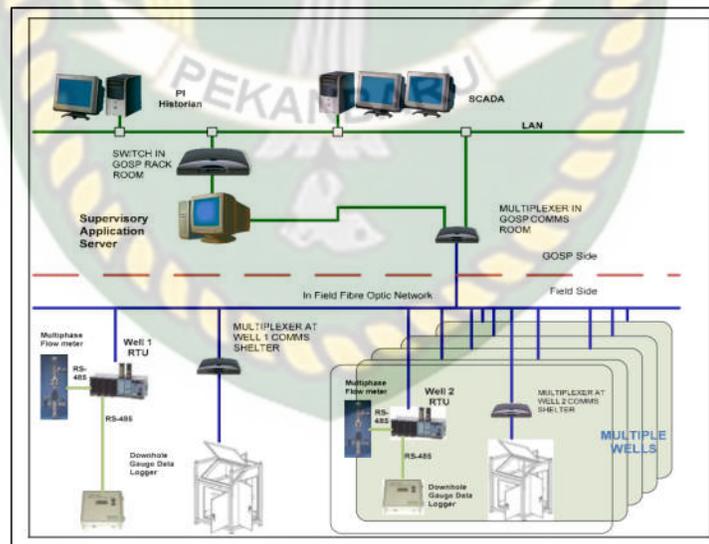


Gambar 2.4 *Intelligent Well* (Al-Khalifa, Miskhes, Baruah, & Al-Otaibi, 2013)

Pada *Intelligent Well* dapat dilakukan pengintegrasian antara SWC dengan SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) console system sehingga

dapat mengontrol pengaturan ICV atau *downhole valve* dengan secara bersamaan mendapatkan data dari *downhole sensor*, MPFM, dan sensor-sensor yang ada di permukaan sumur. *Operator* dapat langsung mengetahui pengaruh dari perubahan atau pengontrolan ICV terhadap data produksi sumur berupa *water cut*, tekanan dalam sumur, dan lain sebagainya. Data produksi sumur ini akan dikirimkan ke *desktop engineer* untuk dapat dianalisis dan melakukan optimasi yang diharapkan (Al-Arnout, Al-Driweesh, Al-Zahrani, Rahman, & Jacob, 2008).

Sumur H-A1 dan H-A2 telah sukses dilakukan pengujian dan pengukuran produksi (*well testing*) tanpa melibatkan *operator* ataupun *engineer* untuk datang langsung ke lokasi kerja. Pengaturan dilakukan secara *remote controlling* melalui *control room* atau SCADA workstation. Sumur H-A1 dan H-A2 memiliki 3 lateral (*completion zone*) yaitu *mother bore* (L0) dan 2 lateral (L1 dan L2). Melalui data *downhole sensor* diketahui bahwa suhu dan tekanan dalam sumur akan berkurang ketika semua lateral yang ada ditutup dan akan bertambah ketika semua lateral dibuka. Sedangkan pengukuran dan pengujian sumur yang dilakukan menggunakan MPFM menghasilkan data GOR (*Gas Oil Ratio*), *water cut*, laju alir produksi minyak, tekanan permukaan pada *upstream* dan *downstream choke* (Al-Arnout, Al-Driweesh, Al-Zahrani, Rahman, & Jacob, 2008).

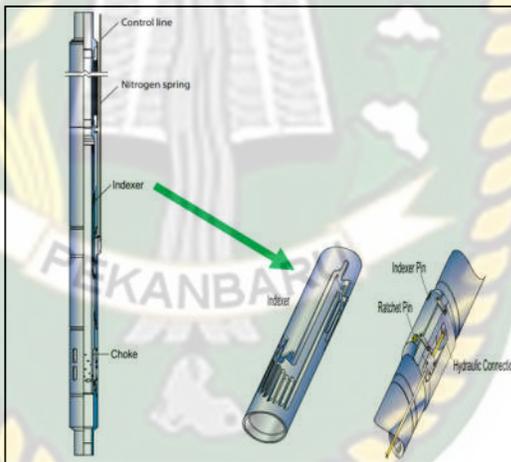


Gambar 2.5 Overview Field Communication (Al-Arnout, Al-Driweesh, Al-Zahrani, Rahman, & Jacob, 2008)

2.2.1 Inflow Control Valve (ICV)

Inflow Control Valve (ICV) merupakan salah satu komponen yang terdapat pada sebuah *Intelligent Well* atau SWC. ICV digunakan untuk mengontrol aliran fluida pada sumur yang memiliki beberapa zona produksi. Peralatan ini dapat dikelompokkan berdasarkan jenis dari *flow control* yang digunakan, yaitu dapat berbentuk *binary (on-off behaviour)*, multi posisi, *choking* zona produksi dengan beberapa ukuran, atau beberapa variabel yang tidak terbatas (Zarea & Zhu, 2011).

Salah satu ICV yang ada di industri perminyakan adalah *Tubing Retrievable Flow Control Hydraulic* (TRFC-H) yang merupakan peralatan *completion* dari salah satu *service company* di dunia yaitu perusahaan SLB. TRFC-H dapat dikontrol jarak jauh di permukaan sumur yang terhubung dengan saluran kontrol hidrolik berukuran ¼ inch. Komponen dari TRFC-H ini dapat dilihat pada gambar 2.6 dibawah ini:



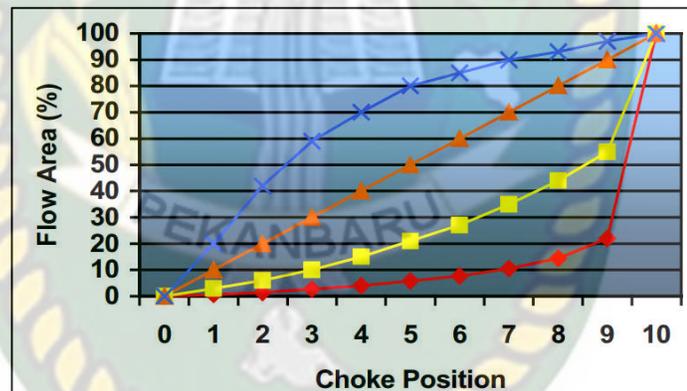
Gambar 2.6 Komponen TRFC-H ukuran 3-1/2 inch (Sumber: SLB)

ICV ini memiliki 11 ukuran *choke* termasuk posisi tertutup penuh dan terbuka penuh. Peralatan ini dapat mengalirkan aliran fluida hingga 25,000 bpd dengan suhu maksimal 163 °C, *working pressure* 7,500 psi, maksimum hidrolik *control line pressure* 12,000 psi dan memiliki material yang sesuai dengan standar NACE MR01-75. TRFC-H ini memiliki 2 bagian utama yaitu *choke section* dan *actuator section* yang terhubung dan dikontrol oleh *Indexer Pin* dan *The Ratchet*.

Keuntungan dari adanya beberapa pilihan *choke* ini adalah sebagai berikut:

1. Dapat mengatur aliran 2 zona produksi yang berbeda dengan mengatur perbandingan perbedaan tekanan (differensial) antara formasi dengan *wellbore* pada beberapa lapisan. Posisi dari *choke* dapat dimodifikasi untuk merubah aliran dari masing-masing zona produksi, mengurangi *cross-flow*, rugi-rugi dari tekanan gesekan, dan mengoptimalkan produksi keseluruhan dari zona produksi yang ada.
2. Produksi minyak dan *water cut* dari waktu ke waktu dapat diatur dengan mengubah posisi dari ukuran *choke* dan mengoptimalkan produksi minyak dari beberapa lapisan yang ada.
3. *Water* dan *gas coning* dapat dikurangi dengan mengatur penurunan tekanan pada lapisan yang dipilih.

Pada gambar 2.6 dibawah ini dapat dilihat perbandingan hubungan antara pengaturan *choke position* dengan *flow area* yang didapatkan :



Gambar 2.7 Hubungan antara *Choke Position* dengan *Flow Area* (Sumber:SLB)

Pada tabel 2.2 dapat dilihat *choke hole size* untuk 3-1/2 inch TRFC-H.

Tabel 2.2 3-1/2 inch TRFC-H *choke hole size* (Sumber: SLB)

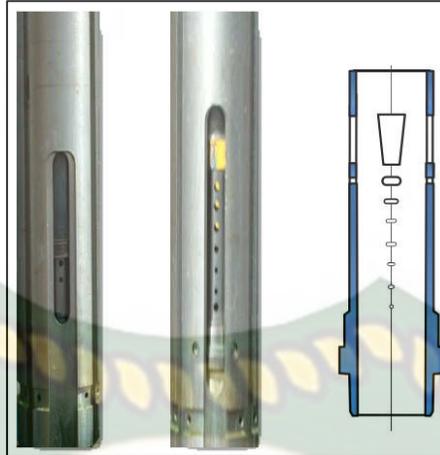
Pos 1	2 x 3/16 dia. (.055)
Pos 2	2 x 3/16 dia. (.110)
Pos 3	1 x 3/16 dia., 1 x 5/16 dia. (.215)
Pos 4	1 x 3/16 dia., 1 x 5/16 dia. (.319)
Pos 5	2 x 5/16 dia. (.472)
Pos 6	2 x 5/16 dia. (.626)
Pos 7	3 x 5/16 dia. (.856)
Pos 8	4 x 5/16 dia. (1.163)
Pos 9	8 x 5/16 dia. (1.776)
Pos 10	6 x 1.156 dia. (8.073)

Secara umum ICV dapat diperlakukan sama halnya dengan *surface choke* tetapi memerlukan sedikit modifikasi yang disesuaikan dengan kondisi yang ada di dalam sumur (Zarea & Zhu, 2011). Ukuran *choke size* pada *surface choke* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan Gilbert seperti yang tertera dibawah ini (Omana, Houssiere, Brown, Brill & Thompson, 1969) :

$$P_{tf} = \frac{435 \times R^{0.546} \times q}{d^{1.89}} \dots\dots\dots (8)$$

dimana P_{tf} = *Tubing head pressure*, psig
 R = *Gas Liquid Ratio*, Mcf/STB
 q = *Gross liquid rates*, STB/d
 d = *Choke bean size*, 1/64 inch

Pada perencanaan penggunaan ICV secara umum *flow area* untuk semua jenis ICV akan relatif sama untuk posisi 1 hingga posisi 7, tetapi akan berbeda untuk posisi 8 hingga posisi 10. Untuk ukuran *valve* 4-1/2 inch dan 5-1/2 inch memiliki *flow area* yang lebih besar dibandingkan dengan ukuran 3-1/2 inch dan digunakan untuk laju alir yang sangat besar (*higher flow rate*). Pada gambar 2.8 dapat dilihat bahwa pada posisi bukaan terkecil hanya *port* terkecil saja yang terbuka untuk aliran fluida, sedangkan semakin banyak *port* yang terbuka dan dilalui oleh aliran fluida maka posisi bukaan *valve* akan semakin terbuka secara bertahap. *Flow area* dari masing-masing posisi pada ICV merupakan kumulatif *flow area* dari bukaan *port* yang ada pada *valve* ICV tersebut (Al-mubarak, Sunbul, Hembling, Sukkestad & Jacob, 2008).



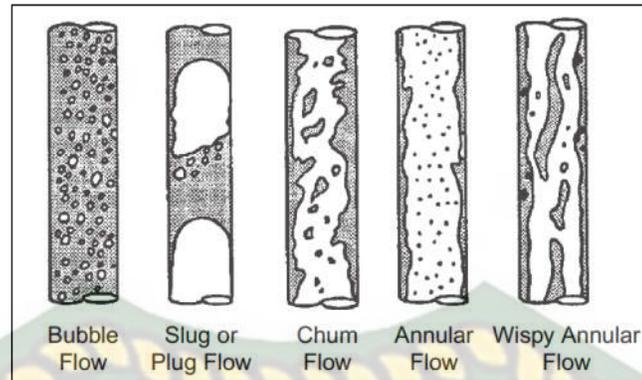
Gambar 2. 8 *Inflow Port* dari ICV (Al-mubarak, Sunbul, Hembliing, Sukkestad & Jacob, 2008)

2.3 MULTIPHASE FLOW METER

Perilaku dan bentuk penghubung antara fasa dalam campuran multifasa ditentukan oleh adanya pola aliran (*flow regime* atau *flow pattern*). Ada kekuatan atau mekanisme yang saling bersaing yang terjadi di dalam cairan multifasa pada saat yang sama. Keseimbangan antara kekuatan-kekuatan ini menentukan pola aliran. Ada beberapa faktor yang menentukan pola aliran multifasa yang mengalir di saluran:

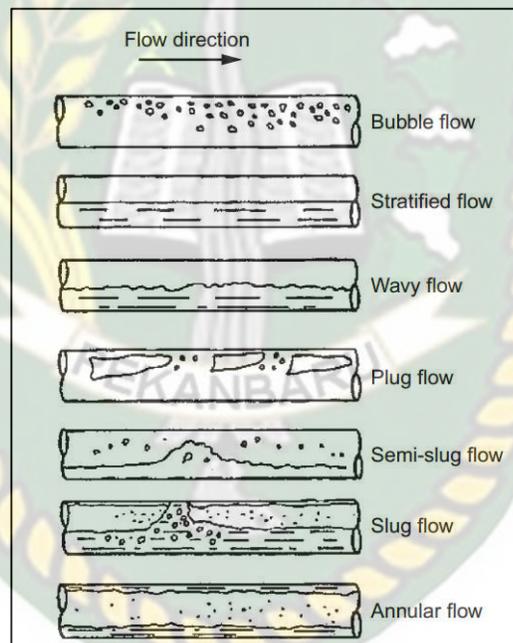
- a. Properti dari fasa itu sendiri, *fraction* dan *velocity*.
- b. Tekanan dan temperatur kerja.
- c. Diameter saluran, bentuk, kemiringan, dan juga kekasaran.
- d. Adanya kondisi *upstream* dan *downstream* dari pipa yang digunakan.
- e. Tipe dari aliran yaitu *steady state*, *pseudo steady state*, dan transien.

Pola aliran dari aliran vertikal gas dan likuid dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.9 Pola aliran vertikal gas dan likuid (Falcone, Hewitt, & Alimonti, 2009)

Prinsip dasar dari pengukuran yang dilakukan oleh MPFM menggunakan pola aliran vertikal. Sedangkan pola aliran horizontal gas dan likuid dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2. 10 Pola aliran horizontal gas dan likuid (Falcone, Hewitt, & Alimonti, 2009)

Sifat aliran fluida multifasa sangat kompleks dan perkembangan model aliran multifasa menghadirkan tantangan berat. Kombinasi dari pengamatan empiris dari pola aliran multifasa dengan pemodelan telah terbukti meningkatkan pemahaman aliran multifasa. Penting untuk menyadari teknik pemodelan aliran multifasa umumnya terintegrasi dalam perangkat keras MPFM komersial yang digunakan,

khususnya untuk memodelkan terjadinya *slip flow* antara cairan dan gas. Penjelasan rinci tentang model yang diterapkan di MPFM komersial tidak selalu tersedia oleh vendor yang menciptakan. Ada empat jenis model aliran multifasa, yang dapat dikategorikan sebagai berikut:

a. Model Empiris

Data untuk gradien tekanan gesek dan fraksi terkait dengan sistem variabel melalui persamaan empiris. Untuk pengembangan yang andal model empiris, diperlukan banyaknya percobaan diperlukan untuk mereproduksi masalah khusus yang diharapkan. Akan tetapi ini akan menjadi mahal kecuali analisis dimensi dilakukan, model empiris hanya akan berlaku untuk serangkaian kondisi terbatas. Model empiris kurang menyertakan kondisi fundamental fisika dasar, namun memiliki keuntungan karena lebih sederhana dan cepat dijalankan.

b. Model *Phenomenological*

Pengamatan dibuat dari pola aliran dan model yang dibangun dengan menyesuaikan dengan hukum-hukum yang mewakili aliran berdasarkan fitur pola.

c. Model *Multi fluid*

Dalam model *multi fluid*, persamaan yang diselesaikan untuk masing-masing fluida dengan mempertimbangkan hubungan antara masing-masing fluida tersebut. Model empiris tetap dibutuhkan untuk menyelesaikan sistem persamaan diferensial, oleh karena itu keberhasilan numerik pemodelan tergantung pada ketersediaan dari kualitas data eksperimen yang dilakukan.

d. Model *Interface Tracking*

Teknik ini memungkinkan perhitungan lengkap dari struktur interfasial dari berbagai teknik yang digunakan. Metode *Interface Tracking* menggunakan fungsi bantu yang telah diselesaikan terpisah untuk menggambarkan hubungan antara fasa. Dua pendekatan utama yang digunakan adalah metode permukaan dan metode *volume*. Pendekatan diatas tergantung dari aliran yang digambarkan baik berupa *steady state*, *pseudo steady state*, ataupun kondisi transien. Yang terpenting dari semuanya adalah dapat memprediksi dan

menggambarkan kondisi pola aliran yang masuk ke dalam peralatan pengukuran ataupun pengujian.

Salah satu teknologi MPFM yang tersedia dari beberapa vendor ataupun *Service Company* adalah *Phase Tester* atau *Phase Watcher*. *Phase Tester* menggunakan *Venturi Meter* dalam pengukuran. *Venturi Meter* terdiri atas dua bagian utama yaitu: *Measuring Section* dan *Data Acquisition Flow Computer* (DAFC). Prinsip pengukuran berdasarkan *Total Mass Flow Rate* (Q_{mass}) yang diukur oleh *venturi meter*. Masing-masing bagian fasa (*Phase Fraction*) diukur oleh *Dual Energy Gamma Fraction Meter*. Data yang diperoleh dari *measuring section* diproses oleh DAFC yang kemudian dapat menghitung tekanan dan laju alir dari masing-masing fasa yang ada yaitu minyak, air, dan gas. Data yang diperoleh dapat dibaca di *Service Computer* atau *Supervisory System* melalui komunikasi serial kabel ataupun *Modbus Protocol* (Hassan, Bekkoucha, & Abukhader, 2006).

Kombinasi dari pengukuran perbedaan tekanan (*differential pressure*) yang ada di *venturi* dan *mixture density* yang diukur oleh *Dual Energy Gamma Fraction Meter* menghasilkan *Total Mass Flow Rates* (Q_{mass}). Rumus perhitungannya seperti tertera dibawah ini:

$$Q_{mass} = C_f \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} Y_{am} \sqrt{2f(P_1 - P_2) \rho_{mix}} \dots\dots\dots(9)$$

Dimana:

$$\rho_{mix} = \rho_o h_o + \rho_w h_w + \rho_g h_g \text{ dan } C_f = f(Re) \dots\dots\dots (10)$$

(Sumber: Retnanto & Azim, 2001)

Dimana:

Q_{mass} = total mass flow rates, kg/s

ρ_{mix} = mixture density

$(P_1 - P_2)$ = differential pressure across the venturi, kPa

β = ratio of venturi throat to inlet diameter

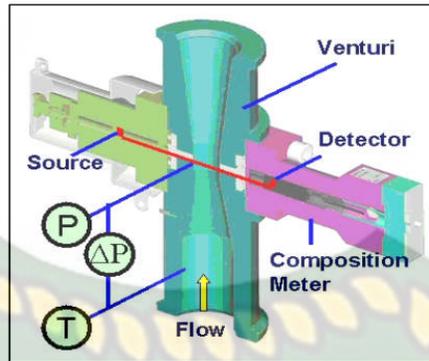
ρ = density, kg/m³

C = discharge coefficient

d = diameter of venturi throat

h_o = holdup oil, h_w = holdup water, h_g = holdup gas

Komponen utama dari MPFM ini dapat dilihat pada gambar 2.11 dibawah ini:



Gambar 2.11 Komponen utama dari MPFM (Hassan, Bekkoucha, & Abukhader, 2006)

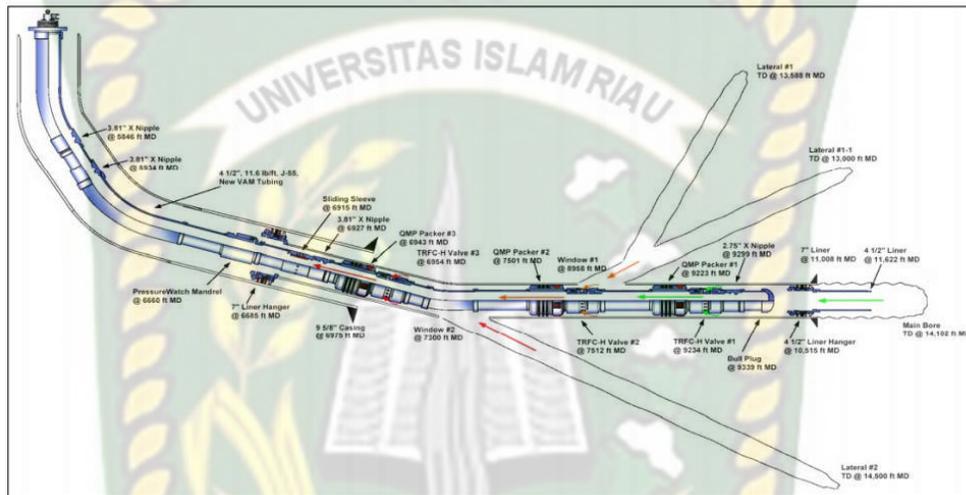
MPFM *Phase Tester* telah melakukan ujicoba di Kalimantan. MPFM *Phase Tester* memiliki ukuran yang tidak terlalu besar dapat memberikan solusi yang baik dari hal logistik dan juga memberikan data *real time* secara terus menerus. Data laju alir produksi yang konsisten dapat diberikan meskipun alat ukur ini berpindah-pindah dari satu sumur ke sumur lainnya. Waktu pengukuran dan pengujian sumur juga dapat berkurang setengah dari waktu sebelumnya dan juga dapat menambah jumlah sumur yang dapat diuji dalam satu hari (Retnanto & Azim, 2001).



Gambar 2.12 MPFM *Phase Tester* (Retnanto & Azim, 2001)

Pada pengujian yang dilakukan oleh Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar pada tahun 2007 di salah satu sumur multilateral di Ghawar Field - Saudi Arabia yang lokasi sumurnya berada di sekitar daerah *Fault & Fractures Reservoir* yang memiliki kemungkinan produksi air akan cepat masuk ke

dalam *wellbore* didapatkan hasil bahwa optimasi produksi menggunakan SWC dan MPFM menghasilkan hasil yang lebih baik dan cepat dibandingkan daripada menggunakan konvensional *well testing*. Pada pengujian ini didapatkan bahwa *water cut* berkurang dari 20% menjadi 0%. Sumur yang awalnya menggunakan konvensional *completion* setelah berproduksi selama setahun dilakukan penggantian sistem *completion* menjadi SWC. Selama 3 bulan pertama setelah pemasangan SWC terjadi peningkatan nilai *water cut* dari 0% menjadi 30%.



Gambar 2.13 *Smart Completion Schematic* (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)

Pengujian dan optimasi produksi tahap pertama dilakukan dengan cara mengatur ICV dari masing-masing lateral yang ada kemudian diukur menggunakan konvensional *well testing* didapatkan kombinasi ICV yang terbaik berubah dari posisi awal *Upper Lateral* (Posisi 2), *Middle Lateral* (Posisi 3), dan *Lower Lateral* (Posisi 5) menjadi *Upper Lateral* (Posisi 2), *Middle Lateral* (Posisi 3), dan *Lower Lateral* (Posisi 2). Total produksi yang didapatkan adalah 8000 BPD dengan *water cut* 26% pada pengaturan *surface choke* dalam keadaan terbuka penuh.

Pengujian dan optimasi produksi tahap kedua dilakukan dengan cara mengatur ICV dari masing-masing lateral yang ada kemudian diukur menggunakan MPFM, didapatkan kombinasi ICV yang terbaik berubah dari posisi awal *Upper Lateral* (Posisi 2), *Middle Lateral* (Posisi 3), dan *Lower Lateral* (Posisi 2) menjadi *Upper Lateral* (Posisi 2), *Middle Lateral* (Posisi 3), dan *Lower Lateral* (Posisi 0). Total

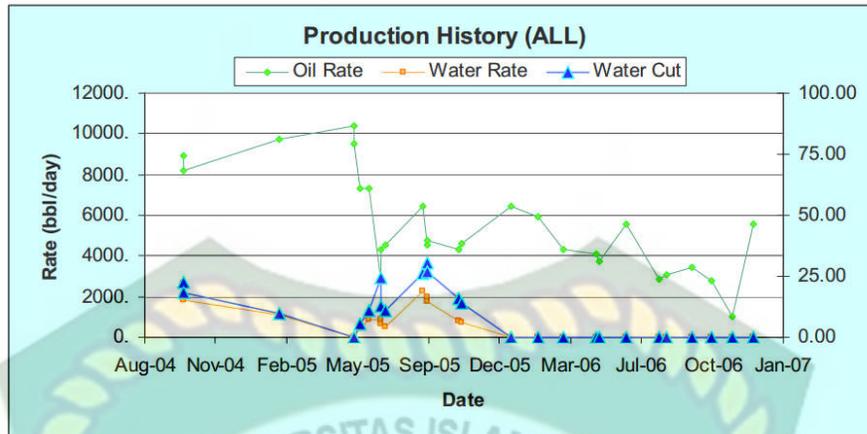
produksi yang didapatkan adalah 5700 BPD dengan *water cut* 0% - 1% pada pengaturan *surface choke* dalam keadaan terbuka penuh. Kemudian sumur dilakukan pengujian dan pengukuran untuk beberapa ukuran *surface choke* didapatkan nilai *water cut* tetap sama sekitar 0% - 1%.

Tabel 2.3 Ukuran choke pada pengaturan ICV (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)

Choke Position Number	Exposed Flow Area	Equivalent Choke Size
0	None	0/64"
1	2 x 3/16"	17/64"
2	2 x 3/16"	24/64"
3	2 x 3/16"	29/64"
4	2 x 3/16"	34/64"
5	2 x 5/16"	44/64"
6	2 x 5/16", 5 x 3/16"	59/64"
7	7 x 5/16"	79/64"
8	7 x 5/16"	95/64"
9	8 x 5/16"	111/64"
10	6 x 1"	Non-choking



Gambar 2.14 ICV (*Downhole Control Valve*) (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)



Gambar 2.15 *Production History* (Al-Shenqiti, Dashash, Al-Arnaout, Al-Driweesh & Bakhteyar, 2007)

Berdasarkan penelitian-penelitian terdahulu yang pernah dilakukan maka pada penelitian ini diharapkan adanya pembaharuan dan peningkatan dari metode optimasi yang serupa dan juga mendapatkan akurasi lebih baik dari pengujian *well testing* menggunakan MPFM *Phase Tester* generasi terbaru yaitu generasi tahun 2019 khususnya pada sumur ZFH di lapangan Z yang belum pernah dilakukan metode optimasi untuk meningkatkan produksi sumur ZFH. Sumur minyak multilateral cenderung memiliki produksi minyak yang besar ketika semua lateral yang ada diproduksi secara bersamaan. Produksi minyak sumur ZFH yang optimal tergantung dari kombinasi bukaan ICV yang tepat. Sehingga pada penelitian ini diharapkan metode optimasi produksi ini dapat meningkatkan produksi minyak, menurunkan produksi air, menurunkan nilai *Water Cut*, menentukan lateral mana dari sumur ZFH yang memiliki kombinasi lateral yang terbaik untuk diproduksi agar produksi minyak sumur ZFH dapat ditingkatkan.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan mengumpulkan data-data yang diperlukan untuk melakukan penelitian optimasi produksi menggunakan SWC dan MPFM, yang disebut dengan *field research*. Metode penelitian yang digunakan adalah studi lapangan (*case study*) yang menggunakan data-data yang diperoleh dari sumur ZFH di lapangan Z.

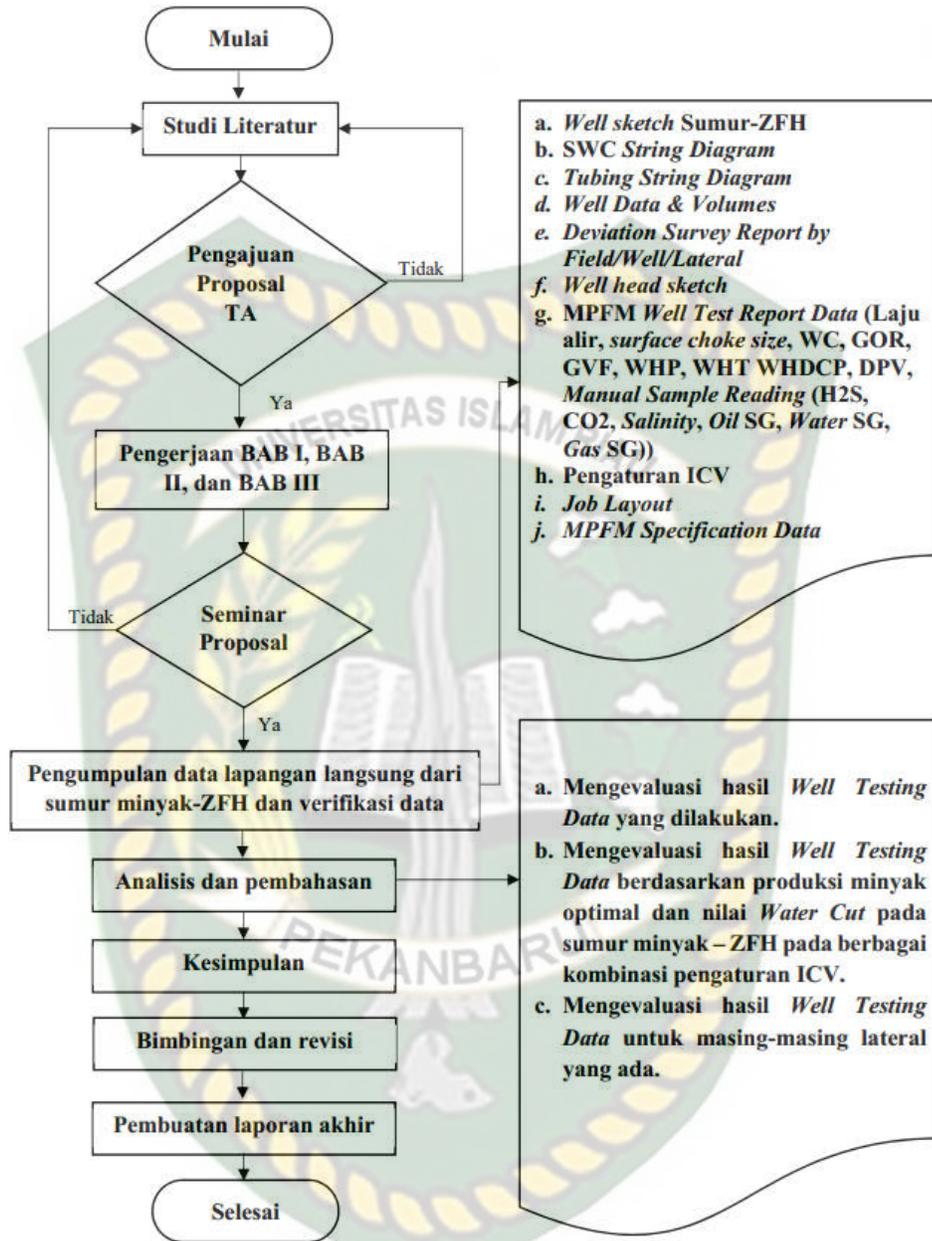
Berikut metodologi dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data-data sumur ZFH (data sekunder) yang berkaitan dengan topik penelitian seperti *well sketch*, *SWC string diagram*, *tubing string diagram*, *well data & volume*, *job procedures*, *deviation survey report*, dan *well head sketch*.
2. Mengumpulkan data-data *well test report* yang dilakukan oleh alat pengukuran dan pengujian MPFM *Phase Tester* seperti laju alir, *surface choke size*, *water cut*, *Gas Oil Ratio (GOR)*, *Gas Volume Fraction (GVF)*, *Well Head Pressure (WHP)*, *Well Head Temperature (WHT)*, *Well Head Downstream Choke Pressure (WHDCP)*, *Differential Pressure Venturi (DPV)*, *manual sample reading*, dan *Job Layout*, pengaturan ICV, dan *MPFM Specification Data*.
3. Mengolah data yang diperoleh dengan studi kasus yang terjadi di lapangan.
4. Pengolahan data dilakukan dengan melakukan perbandingan data *well test report* pada setiap pengaturan ICV di setiap lateral yang ada pada sumur minyak ZFH. Mengevaluasi hasil *well testing data* berdasarkan produksi minyak yang optimal dan nilai *water cut* pada sumur minyak ZFH pada berbagai kombinasi pengaturan ICV untuk masing-masing lateral yang ada.
5. Menganalisis faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan optimasi produksi pada sumur ZFH. Dalam menentukan faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan optimasi produksi maka dilakukan perbandingan data produksi sebelum dan setelah dilakukan metode optimasi pada penelitian yang dilakukan ini.
6. Menarik suatu kesimpulan dari hasil penelitian yang dilakukan.

Pengumpulan data lapangan sumur ZFH dapat berupa data observasi langsung, wawancara dengan pihak yang terkait, data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, prinsip dan teori dari literatur yang berhubungan dengan topik penelitian berupa buku-buku panduan, buku *manual* dari peralatan yang digunakan, jurnal-jurnal yang berhubungan dengan penelitian yang dilakukan serta diskusi langsung dengan pembimbing lapangan dan dosen pembimbing sehingga nantinya diharapkan dapat menghasilkan analisis-*analisis* pembahasan serta kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian ini dilakukan.



3.2 ALUR PENELITIAN



Gambar 3.1 Alur Penelitian

3.3 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian dilakukan pada sumur minyak ZFH pada lapangan Z yang merupakan sumur dari perusahaan minyak dan gas SA. Sumur minyak ZFH ini merupakan sumur minyak multilateral yang memiliki 3 lateral yang telah terpasang *completion system* yaitu *Smart Well Completion*. Sedangkan data hasil pengujian *well testing* akan diperoleh dari data MPFM *well test report* perusahaan SLB yang menggunakan MPFM yaitu *Phase Tester*.

3.4 JADWAL PENELITIAN

Adapun jadwal penelitian yang akan dilakukan dapat dilihat di tabel 3.1 seperti yang tertera di bawah ini:

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

No.	Kegiatan	TAHUN 2019											
		September				Oktober				November			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi literatur												
2	Pengajuan proposal TA												
3	Pengerjaan BAB I												
4	Pengerjaan BAB II												
5	Pengerjaan BAB III												
6	Seminar Proposal												
7	Pengumpulan data lapangan langsung dari sumur minyak-ZFH dan verifikasi data												
8	Analisis dan Pembahasan												
9	Kesimpulan												
10	Bimbingan dan revisi												
11	Pembuatan Laporan Akhir												

3.5 STUDI LAPANGAN

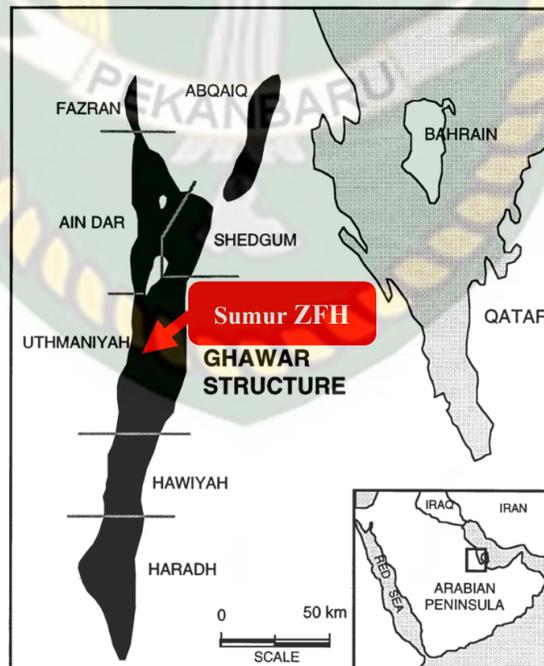
Sumur ZFH yang berada pada lapangan Z merupakan sumur minyak yang dimiliki oleh perusahaan SA. Sumur ZFH ini memiliki 3 lateral *oil producer* dan telah terpasang 4-1/2 inch *tubing* dan 7 inch *production packer*. Sumur ZFH ini memiliki 3 bagian *Smart Completion* yang memiliki ICV pada setiap bagiannya dan memiliki 8 *Permanent Downhole Monitoring System* (PDHMS) yang digunakan untuk mengawasi tekanan dalam sumur pada masing-masing ICV dan untuk meningkatkan *performance* dari sumur tersebut. *Smart Completion* ini terhubung dengan *mobile surface panel* yang terpasang di permukaan sumur. Berikut adalah

penjelasan kondisi lapangan tempat penelitian ini dilakukan berupa *Well Data*, *Well Sketch*, *Well Head Sketch*, perencanaan *Job Layout*, dan *Job Procedures*.

3.5.1 Well Data

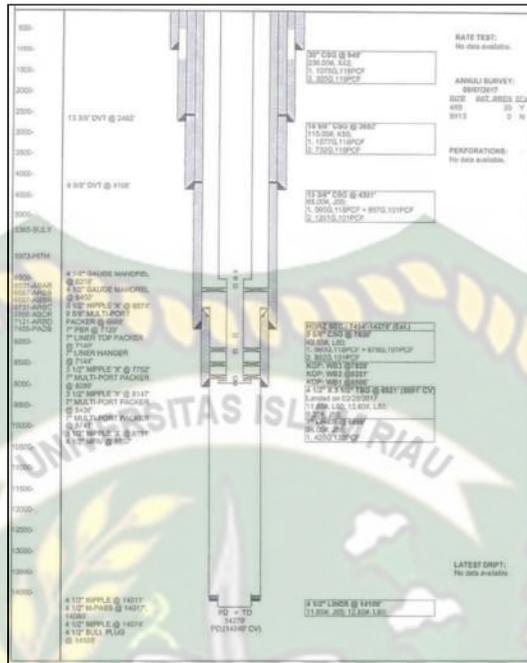
Well Data dari Sumur ZFH adalah sebagai berikut :

1. *Shut In Well Head Pressure* (SIWHP) sebesar 800 psi.
2. *End of Tubing* di kedalaman 8921 ft.
3. *Bottom Hole Temperature* (BHT) sebesar 202 °F di kedalaman 6800 ft.
4. *Survey Bottom Hole Pressure* (SBHP) sebesar 3509 psi.
5. *Kill fluid volume* 40100 gal dan *kill fluid weight* 78 pcf.
6. *Minimum restriction* sebesar 2,812 inch di kedalaman 7753 ft, 8148 ft dan 8782 ft, serta *maximum deviation* sebesar 93,52° di kedalaman 8240 ft terhitung dari *Drill Floor*.
7. Pengaturan ICV terakhir adalah terbuka penuh pada masing-masing lateral yang ada (*Mother bore*, Lateral 1, dan Lateral 2).
8. Berdasarkan data pengujian terakhir memiliki produksi *gross rate* sebesar 6200 BPD dengan *Water Cut* (WC) sebesar 75% di pengaturan *surface choke* 103/64 inch.



Gambar 3.2 Peta lokasi sumur ZFH (Sumber SA, 2019)

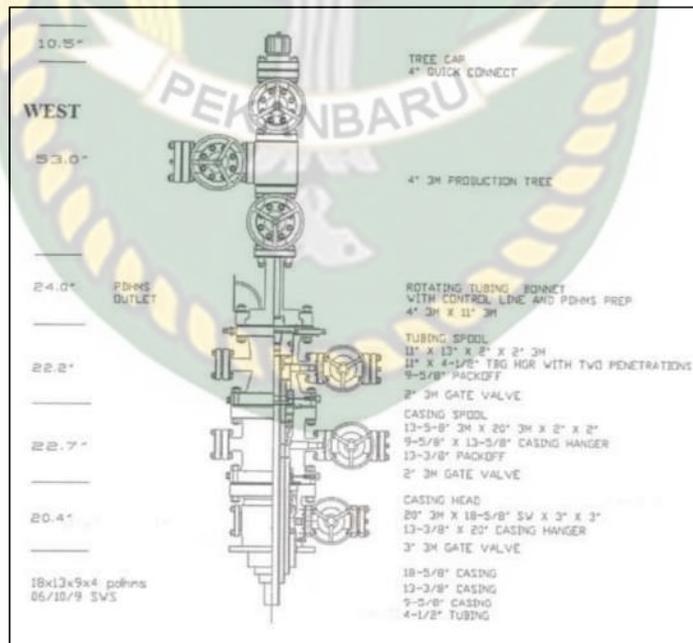
3.5.2 Well Sketch



Gambar 3.3 Well Sketch Sumur ZFH (Sumber SA, 2019)

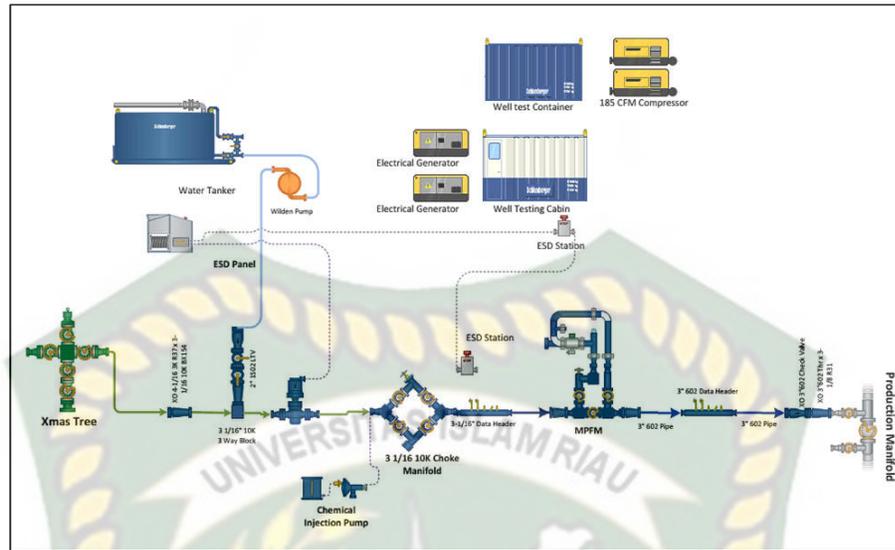
3.5.3 Well Head Sketch

Well Head Sketch dari sumur ZFH adalah sebagai berikut:



Gambar 3.4 Well Head Sketch Sumur ZFH (Sumber SA, 2019)

3.5.4 Perencanaan *Job Layout*



Gambar 3.5 Perencanaan *Job Layout* (Sumber SLB, 2019)

3.5.5 Job Procedures

Job Procedures yang akan dilakukan untuk mendapatkan data optimasi produksi sumur ZFH secara umum adalah sebagai berikut:

1. Memasang *Well Testing Equipment* seperti pada perencanaan *Job Layout* pada Gambar 3.5.
2. Membuka sumur ZFH dan kemudian dialirkan hingga ke *production lines*.
3. Melakukan pengaturan kombinasi ICV dengan menggunakan *mobile surface panel* yang berada di permukaan sumur sesuai dengan program yang diberikan oleh *Production Engineer*.
4. Melakukan pengukuran dan pengujian menggunakan MPFM untuk setiap kombinasi dari pengaturan ICV yang telah ditentukan setelah aliran sumur dalam keadaan yang stabil. Melakukan pengukuran tekanan, temperatur, laju alir, *water cut*, dan pengukuran data *well testing* lainnya serta mengumpulkan *liquid samples* untuk dilakukan *manual samples reading* (*manual water cut*, CO₂ dan H₂S *reading*) atau jika diperlukan pengecekan laboratorium untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat.
5. Melakukan penutupan sumur kemudian diikuti dengan aktifitas *Rig Down*.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 ANALISIS *WELL TEST REPORT*

Berdasarkan data lapangan yang didapat dari *Well Test Report* dengan menggunakan MPFM *Phase Tester* sebagai alat pengujian dan pengukuran produksi sumur ZFH didapatkan data sebagai berikut:

Tabel 4.1 *Summary Well Test Report* (Sumber SLB, 2019)

Periode	Pengaturan ICV			Test Duration (hrs)	Surface Choke Size (1/64 in)	WHP (psi)	PL (psi)	WHT (degF)	Densitas Minyak (API)	Gas (SG)	WC (%)	qoil (bbl/d)	qwater (bbl/d)	qgas (MMScf/d)	GOR (Scf/bbl)	CO2 (%)	H2S (%)
	MB	L2	L3														
1	10	10	10	1	86	353	232	162	25	0.942	80	1511	6122	0.840	556	4	0.7
2	10	0	0	3	86	435	350	180	25	0.918	53	2853	3416	1.387	486	5	1.2
3	1	0	0	3	86	199	189	147	25	0.918	49	896	961	0.393	439	5	1.2
4	3	0	0	3.5	86	271	209	152	30	0.960	56	1855	2235	0.969	522	5	2
5	5	0	0	3	86	333	238	161	29	0.952	55	2546	3111	1.310	514	5	2
6	7	0	0	4	86	407	326	163	29	0.936	53	2838	3404	1.275	449	5	2
7	9	0	0	3	86	387	292	160	28	0.944	60	2605	3669	1.315	505	5	2
8	0	10	0	3.5	86	277	209	168	30	0.950	21	2649	620	1.299	490	4	1.4
9	0	1	0	3	86	196	182	141	30	0.968	23	1340	403	0.664	496	4	1.4
10	0	3	0	3	86	247	192	144	31	0.950	21	2398	665	1.231	513	10	2.4
11	0	5	0	3	86	265	210	153	30	0.969	26	2473	972	1.394	564	10	0.5
12	0	7	0	3	86	264	205	165	31	0.958	27	2571	1045	1.332	518	4	1.4
13	0	0	10	3	86	290	208	164	28	0.972	88	1004	5742	0.530	528	10	2
14	0	0	5	3	86	262	224	170	27	0.984	89	586	4473	0.397	676	6	2
15	3	10	0	3	86	351	272	158	30	0.940	44	2963	2412	1.419	479	7	2
16	10	10	0	3	86	426	321	167	30	0.935	54	3064	3616	1.491	487	10	2
17	3	3	0	2	86	343	279	161	29	0.983	50	2538	2471	1.236	489	10	2

Pengujian dan pengukuran dilakukan sebanyak 17 kali dengan menggunakan MPFM *Phase Tester* sebagai alat ukur dengan berbagai kombinasi pengaturan ICV pada 3 lateral yang ada di sumur ZFH sehingga didapatkan hasil *well testing* seperti yang tertera pada tabel 4.1 diatas. Dari hasil *summary well test report* tersebut didapatkan bahwa tidak semua lateral yang ada memiliki potensi produksi hidrokarbon yang sama. Pada pengujian periode 1 dengan kondisi pengaturan ICV yang dibuka penuh untuk semua lateral yang ada, produksi minyak lebih sedikit dan *water cut* lebih besar dibandingkan dengan pengujian periode 2 yang hanya membuka penuh ICV pada lateral MB dan lateral 2 serta lateral 3 ditutup 100%. Penjelasan mengenai pengaturan ICV dapat dilihat pada tabel 2.2. Pada tabel 4.2 dibawah ini dapat dilihat *flow area* untuk setiap posisi ICV dan juga *equivalent choke size* untuk ukuran *choke size* umumnya dalam satuan 1/64 inch, sedangkan

untuk perhitungan *flow area* dan perhitungan *equivalent choke size* dapat dilihat pada Lampiran 1.

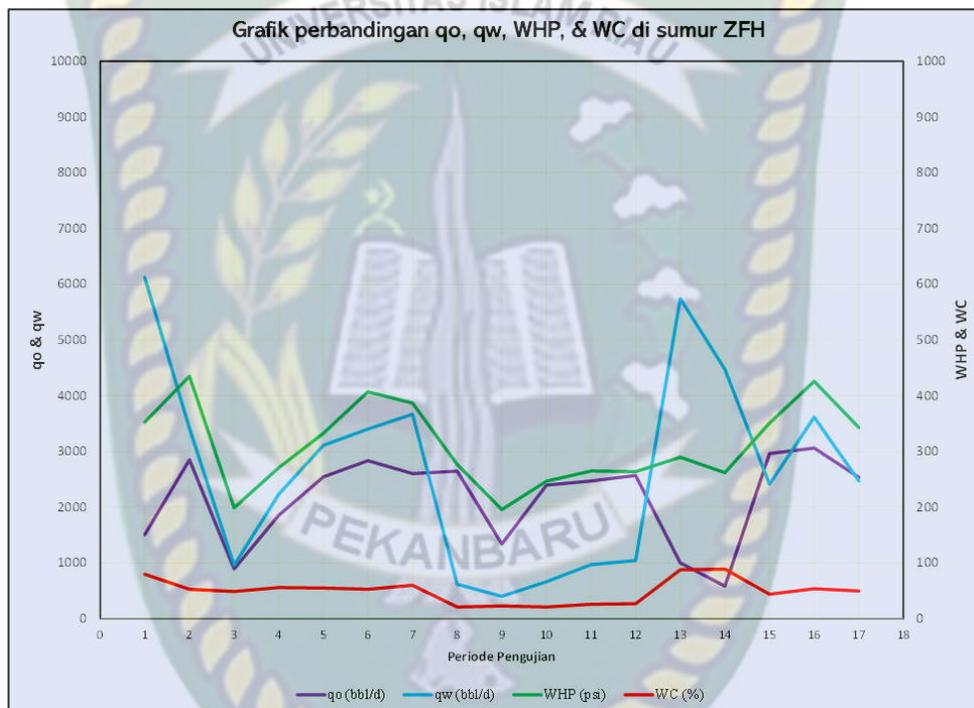
Tabel 4.2 *Flow area dan Equivalent Choke Size*

Posisi ICV	Choke Hole Size1	n Hole1	A1	Choke Hole Size2	n Hole2	A2	Cumulative Flow Area	Equivalent Choke Size	Equivalent Choke Size
	(in)		(in ²)	(in)		(in ²)	(in ²)	(in)	(1/64 in)
0	Tertutup penuh (<i>Fully Closed</i>)						0.000	0.000	0
1	3/16	2	0.055			0.000	0.055	0.265	17
2	3/16	2	0.055			0.000	0.110	0.375	24
3	3/16	1	0.028	5/16	1	0.077	0.215	0.523	33
4	3/16	1	0.028	5/16	1	0.077	0.319	0.637	41
5				5/16	2	0.153	0.472	0.776	50
6				5/16	2	0.153	0.626	0.893	57
7				5/16	3	0.230	0.856	1.044	67
8				5/16	4	0.307	1.162	1.217	78
9				5/16	8	0.613	1.775	1.504	96
10	Terbuka penuh (<i>Fully Opened</i>)			1.156	6	6.294	8.070	3.206	205

Pengujian dan pengukuran dilakukan pada masing-masing lateral didapatkan hasil bahwa pada lateral MB (Periode 2 – Periode 7) produksi minyak akan cenderung naik ketika ICV dibuka lebih besar sedangkan nilai dari *water cut* stabil sekitar 53% - 60%. Pada pengujian dan pengukuran yang dilakukan pada lateral L2 (Periode 8 – Periode 12) didapatkan hasil bahwa produksi minyak akan cenderung naik ketika ICV dibuka lebih besar sedangkan nilai dari *water cut* stabil sekitar 21% - 27%. Pada pengujian dan pengukuran yang dilakukan pada lateral L3 untuk posisi 1 dan 3 tidak dapat dilakukan dikarenakan WHP (*Well Head Pressure*) sama dengan *Production Lines pressure*. Untuk pengujian dan pengukuran pada Lateral L3 (Periode 13 – Periode 14) didapatkan hasil bahwa produksi minyak akan cenderung naik ketika ICV dibuka lebih besar sedangkan nilai dari *water cut* stabil sekitar 88% - 89%. Berdasarkan perbandingan dari hasil pengujian masing-masing lateral yang ada, maka lateral L3 memiliki produksi air yang lebih banyak dibandingkan lateral MB dan lateral L2. Produksi air yang banyak di lateral L3 ini tidak diharapkan pada proses optimasi sumur minyak ZFH.

Pengujian dan pengukuran dilakukan pada periode 15 hingga periode 17 dilakukan dengan menutup penuh lateral L3. Lateral MB dan lateral L2 dilakukan pengujian dan pengukuran dengan mencari kombinasi yang tepat dari pengaturan ICV sehingga didapatkan hasil bahwa periode 15 merupakan pilihan kombinasi yang tepat untuk sumur ZFH. Periode 15 ini adalah pada posisi ICV untuk lateral

MB posisi 3, lateral L2 posisi 10 dan lateral L3 tertutup penuh. Produksi minyak sumur ZFH yang dihasilkan adalah sebesar 2963 bbl/d, produksi air sebesar 2412 bbl/d, produksi gas sebesar 1,419 MMscf/d, total produksi likuid sebesar 5375 bbl/d, sedangkan *water cut* adalah sebesar 44%. Berdasarkan hasil data pengujian dan pengukuran ini jika dibandingkan dengan pengujian dan pengukuran yang dilakukan sebelum penelitian ini dilakukan maka didapatkan hasil bahwa *water cut* turun dari 75% menjadi 44%, dengan lama pengujian pada kondisi aliran stabil selama 50 jam dengan melakukan kombinasi pengaturan ICV sebanyak 17 kombinasi.



Gambar 4.1 Perbandingan q_o , q_w , WHP, dan WC

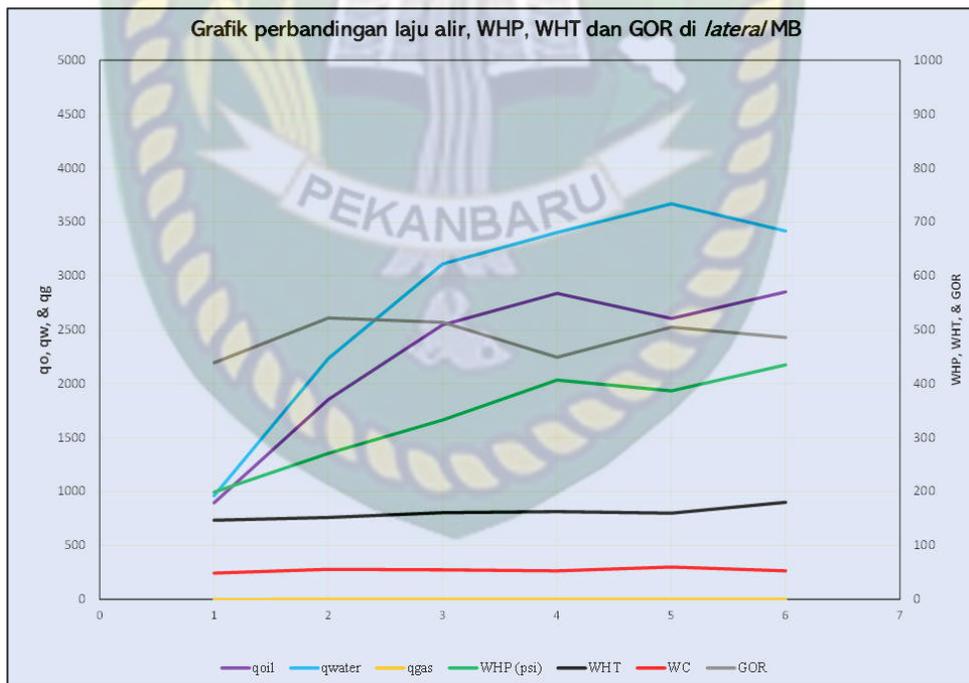
4.2 ANALISIS DATA PRODUKSI MASING-MASING LATERAL

4.2.1 Analisis Data Produksi Lateral MB

Tabel 4.3 Data produksi Lateral MB

No.	Periode	Pengaturan ICV			Test Duration (hrs)	Surface Choke Size (1/64 in)	WHP (psi)	WHT (degF)	WC (%)	qoil (bbl/d)	qwater (bbl/d)	qgas (MMScf/d)	GOR (Scf/bbl)
		MB	L2	L3									
1	3	1	0	0	3	86	199	147	49	896	961	0.393	439
2	4	3	0	0	3.5	86	271	152	56	1855	2235	0.969	522
3	5	5	0	0	3	86	333	161	55	2546	3111	1.310	514
4	6	7	0	0	4	86	407	163	53	2838	3404	1.275	449
5	7	9	0	0	3	86	387	160	60	2605	3669	1.315	505
6	2	10	0	0	3	86	435	180	53	2853	3416	1.387	486

Berdasarkan data produksi lateral MB seperti yang tertera pada tabel 4.3 maka didapatkan bahwa pengaturan ICV yang tepat agar menghasilkan laju alir minyak yang besar dan nilai *water cut* yang kecil adalah pada posisi 10 yaitu laju alir minyak sebesar 2853 bbl/d dengan *water cut* sebesar 53%.



Gambar 4.2 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral MB

Tabel 4.4 *ICV equivalent choke dan Gilbert choke Lateral MB*

No.	Posisi ICV	Surface Choke	WHP	qoil	qwater	qliquid	qgas	GLR	ICV Equivalent Choke	Gilbert Choke
		1/64 in	psi	bbl/d	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	MScf/bbl	1/64 in	1/64 in
	MB	1/64 in	psi	bbl/d	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	MScf/bbl	1/64 in	1/64 in
1	1	86	199	896	961	1857	0.393	0.212	17	52
2	3	86	271	1855	2235	4090	0.969	0.237	33	69
3	5	86	333	2546	3111	5657	1.310	0.232	50	73
4	7	86	407	2838	3404	6242	1.275	0.204	67	67
5	9	86	387	2605	3669	6274	1.315	0.210	96	69
6	10	86	435	2853	3416	6269	1.387	0.221	205	66

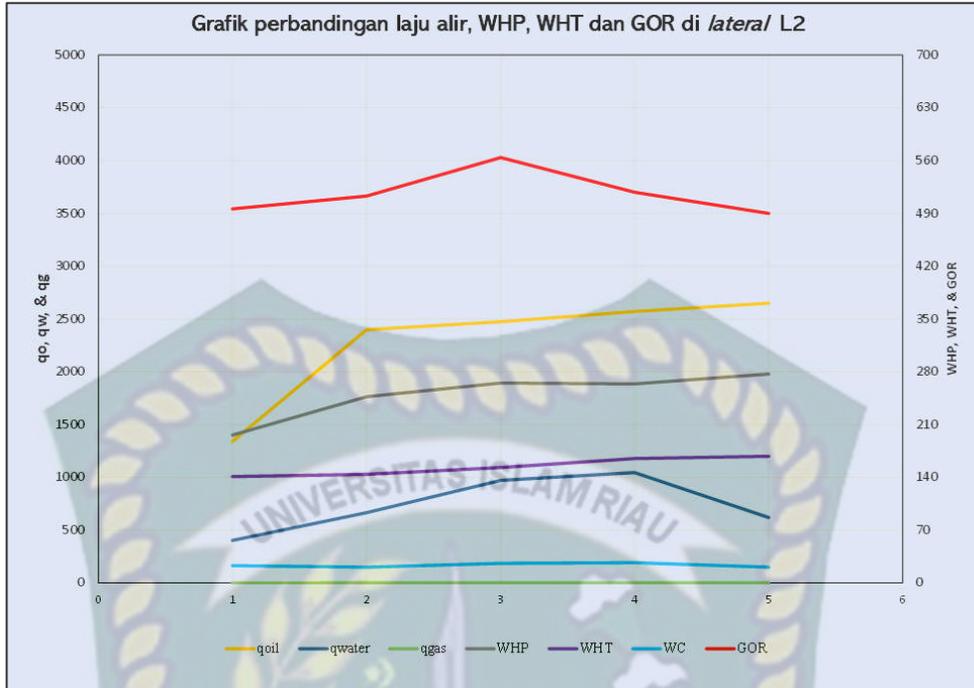
Pada Tabel 4.4 diatas dapat dilihat perbandingan antara ukuran *surface choke*, *ICV equivalent choke* dan *Gilbert choke*. Perhitungan menggunakan persamaan *Gilbert* seperti pada persamaan 1 lebih mendekati ukuran *choke* yang ada di *surface choke* dibandingkan dengan *ICV equivalent choke*. Selama proses pengujian dan pengukuran ukuran *surface choke* diatur pada satu ukuran yaitu 86/64 in. Perbandingan ini juga berlaku pada lateral L2 (Tabel 4.6) dan lateral L3 (Tabel 4.8).

4.2.2 Analisis Data Produksi Lateral L2

Tabel 4.5 Data Produksi Lateral L2

No.	Periode	Pengaturan ICV			Test Duration	Surface Choke Size	WHP	WHT	WC	qoil	qwater	qgas	GOR
		MB	L2	L3	(hrs)	1/64 in	psi	degF	%	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	Scf/bbl
1	9	0	1	0	3	86	196	141	23	1340	403	0.664	496
2	10	0	3	0	3	86	247	144	21	2398	665	1.231	513
3	11	0	5	0	3	86	265	153	26	2473	972	1.394	564
4	12	0	7	0	3	86	264	165	27	2571	1045	1.332	518
5	8	0	10	0	3.5	86	277	168	21	2649	620	1.299	490

Berdasarkan data produksi lateral L2 seperti yang tertera pada tabel 4.5 maka didapatkan bahwa pengaturan ICV yang tepat agar menghasilkan laju alir minyak yang besar dan nilai *water cut* yang kecil adalah pada posisi 10 yaitu laju alir minyak sebesar 2649 bbl/d dengan *water cut* sebesar 21%.



Gambar 4.3 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral L2

Tabel 4.6 ICV equivalent choke dan Gilbert choke Lateral L2

No.	Posisi ICV	Surface Choke	WHP	qoil	qwater	qliquid	qgas	GLR	ICV Equivalent Choke	Gilbert Choke
	L2	1/64 in	psi	bbl/d	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	MScf/bbl	1/64 in	1/64 in
1	1	86	196	1340	403	1743	0.664	0.381	17	60
2	3	86	247	2398	665	3063	1.231	0.402	33	72
3	5	86	265	2473	972	3445	1.394	0.405	50	74
4	7	86	264	2571	1045	3616	1.332	0.368	67	74
5	10	86	277	2649	620	3269	1.299	0.397	205	70

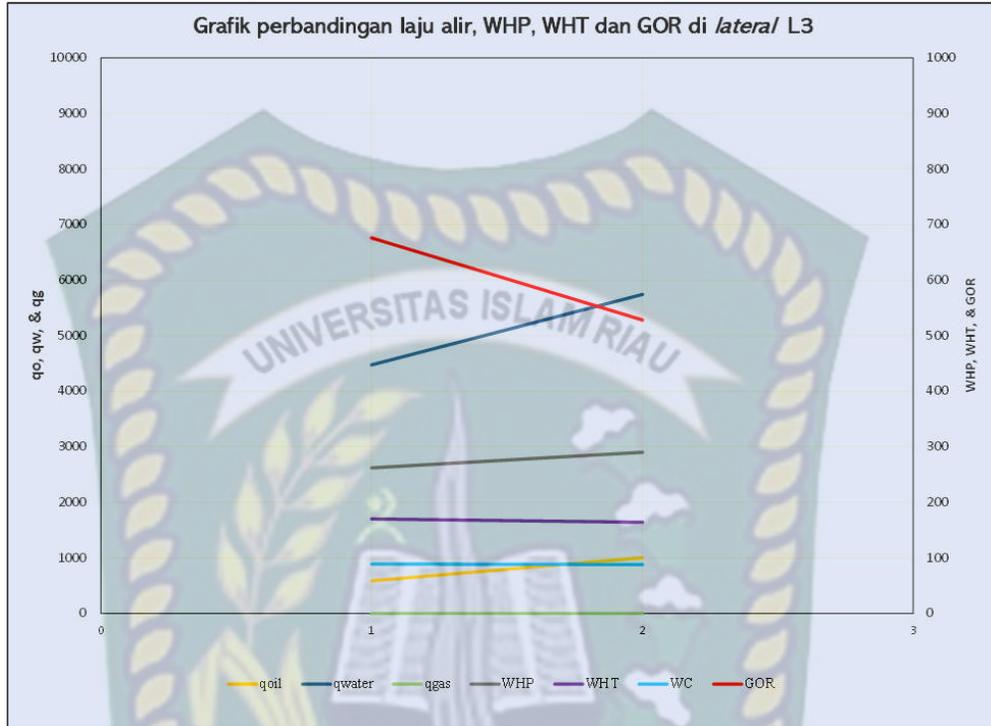
4.2.3 Analisis Data Produksi Lateral L3

Tabel 4.7 Data Produksi Lateral L3

No.	Periode	Pengaturan ICV			Test Duration (hrs)	Surface Choke Size (1/64 in)	WHP	WHT	WC	qoil	qwater	qgas	GOR
		MB	L2	L3			psi	degF	%	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	Scf/bbl
1	14	0	0	5	3	86	262	170	89	586	4473	0.397	676
2	13	0	0	10	3	86	290	164	88	1004	5742	0.530	528

Berdasarkan data produksi lateral L3 seperti yang tertera pada tabel 4.7 maka didapatkan bahwa pengaturan ICV yang tepat agar menghasilkan laju alir minyak yang besar dan nilai water cut yang kecil adalah pada posisi 10 yaitu laju alir

minyak sebesar 1004 bbl/d dengan *water cut* sebesar 88%. Namun jika dilihat dari nilai *water cut* yang sangat tinggi sekitar 88% maka lateral L3 memiliki produksi air yang berlebih dan tidak diharapkan untuk diproduksi.



Gambar 4.4 Perbandingan laju alir, WHP, WHT dan GOR di lateral L3

Tabel 4.8 ICV equivalent choke dan Gilbert choke Lateral L3

No.	Posisi ICV	Surface Choke	WHP	qoil	qwater	qliquid	qgas	GLR	ICV Equivalent Choke	Gilbert Choke
	L3	1/64 in	psi	bbl/d	bbl/d	bbl/d	MMScf/d	MScf/bbl	1/64 in	1/64 in
1	5	86	262	586	4473	5059	0.397	0.078	50	57
2	10	86	290	1004	5742	6746	0.530	0.079	205	63

4.3 PERBANDINGAN *INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP* (IPR) SUMUR ZFH DENGAN METODE PUDJO SUKARNO

Sumur ZFH merupakan sumur multi lateral yang memiliki aliran 3 fasa dengan data-data sumur yang diperoleh dari data lapangan sebagai berikut:

- a. Tekanan Reservoir (P_s) = 3509 psig.
- b. P_{wf} di *midpoint reservoir* = 3350,7 psig.
- c. *Pressure Gradient* = 0,49 psi/ft.
- d. Lateral MB ICV di 8782 ft (MD) atau 6871 ft (TVD).
- e. Lateral 2 ICV di 8148 ft (MD) atau 6882 ft (TVD).
- f. Lateral 3 ICV di 7753,03 ft (MD) atau 6880 ft (TVD).
- g. Q_o (Laju alir minyak) dalam keadaan ICV terbuka penuh untuk lateral MB = 2853 bopd dan WC = 53%.
- h. Q_o (Laju alir minyak) dalam keadaan ICV terbuka penuh untuk lateral L2 = 2649 bopd dan WC = 21%.
- i. Q_o (Laju alir minyak) dalam keadaan ICV terbuka penuh untuk lateral L3 = 1004 bopd dan WC = 88%.

Penyelesaiannya adalah sebagai berikut:

Perhitungan P_{wf} :

$$P_{wf} (\text{Lateral MB}) = 6871 \text{ ft} \times 0,49 \text{ psi/ft} = 3367 \text{ psig.}$$

$$P_{wf} (\text{Lateral L2}) = 6882 \text{ ft} \times 0,49 \text{ psi/ft} = 3372 \text{ psig.}$$

$$P_{wf} (\text{Lateral L3}) = 6880 \text{ ft} \times 0,49 \text{ psi/ft} = 3371 \text{ psig.}$$

Untuk mendapatkan kurva IPR dari aliran 3 fasa dengan menggunakan data WC sumur ZFH maka digunakan metode Pudjo Sukarno.

Tabel konstanta C_n ($n = 0, 1$ dan 2) persamaan metode Pudjo Sukarno untuk masing-masing harga A_n dapat dilihat pada Tabel 2.1.

Dengan menggunakan analisa regresi maka dapat dihitung nilai P_1 dan P_2 dengan persamaan berikut:

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

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

4.3.1 Kurva IPR Lateral MB

Perhitungan q_{max} , q_o dengan P_{wf} asumsi, q_w , q_l dan kurva IPR:

Untuk lateral MB, WC = 53% = 0,53.

Sehingga

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(0,53) = 1,6890$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(0,53) = -0,5880$$

Kemudian menghitung WC @ Pwf ≈ Ps dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\frac{WC}{WC @ Pwf \approx Ps} = P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \times \frac{Pwf}{Ps} \right)$$

$$WC @ Pwf \approx Ps = \frac{WC}{P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \times \frac{Pwf}{Ps} \right)}$$

$$WC @ Pwf \approx Ps = \frac{0,53}{1,689 \times \text{Exp} \left(-0,588 \times \frac{3367}{3509} \right)} = 55,17 \%$$

Kemudian menghitung konstanta A₀, A₁, dan A₂ dengan data C₁, C₂, dan C₃ dari tabel konstanta diatas.

$$A_n = C_0 + C_1 (\text{Water Cut}) + C_2 (\text{Water Cut})^2$$

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

$$A_0 = 0,980321 + (-0,115661 \times 10^{-1} (0,5517)) + 0,179050 \times 10^{-4} (0,5517)^2$$

$$A_0 = \mathbf{0,9739}$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (\text{WC})) + (0,237075 \times 10^{-5} (\text{WC})^2)$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (0,5517)) + (0,237075 \times 10^{-5} (0,5517)^2)$$

$$A_1 = \mathbf{-0,4122}$$

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

$$A_2 = -0,564870 + (0,762080 \times 10^{-2} (0,5517)) + (-0,202079 \times 10^{-4} (0,5517)^2)$$

$$A_2 = \mathbf{-0,5607}$$

$$\frac{q_0}{q_{\max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right) + A_2 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right)^2$$

Untuk q₀ = 2853 bpd, Pwf = 3367 psig, dan Ps = 3509 psig maka dari persamaan diatas didapat q_{max} = 45852 bpd.

Kemudian dengan menggunakan Pwf asumsi didapat q₀ dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$q_0 = q_{\max} \left[A_0 + A_1 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right) + A_2 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right)^2 \right]$$

Setelah mendapatkan nilai q₀ kemudian dihitung nilai q_w dan q_l.

$$q_w = \left(\frac{WC}{100 - WC} \right) \times q_o$$

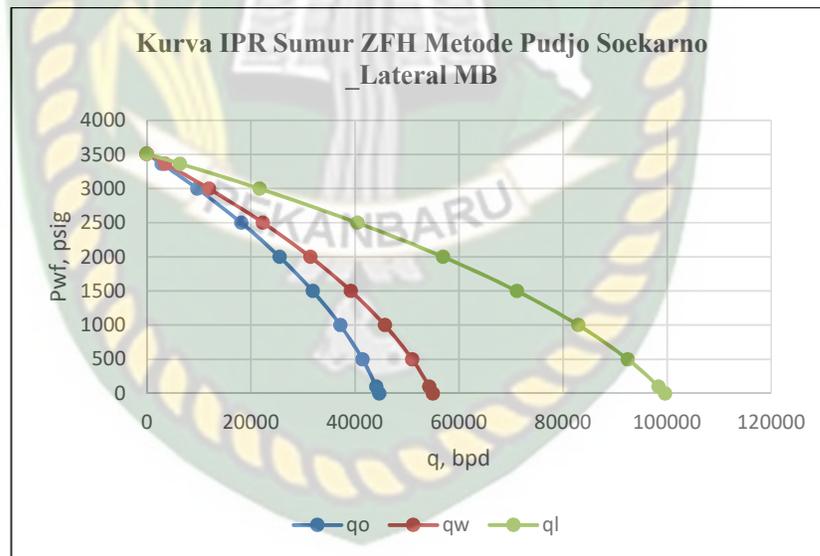
$$q_l = (q_o + q_w)$$

Maka untuk lateral MB didapat hasil seperti yang tertera pada tabel dibawah ini:

Tabel 4.9 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral MB

Pwf	qo	qw	ql
0	44658	54950	99608
100	44098	54262	98360
500	41443	50994	92437
1000	37184	45754	82937
1500	31881	39229	71109
2000	25534	31419	56953
2500	18143	22325	40468
3000	9708	11946	21654
3367	2853	3511	6364
3509	0	0	0

Kurva IPR yang dihasilkan adalah sebagai berikut:



Gambar 4.5 Kurva IPR Lateral MB

4.3.2 Kurva IPR Lateral L2

Perhitungan qmax, qo dengan Pwf asumsi, qw, ql dan kurva IPR:

Untuk lateral L2, WC = 21% = 0,21.

Sehingga

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(0,21) = 1,8098$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(0,21) = -0,6904$$

Kemudian menghitung WC @ Pwf \approx Ps dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\frac{WC}{WC @ Pwf \approx Ps} = P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \times \frac{Pwf}{Ps} \right)$$

$$WC @ Pwf \approx Ps = \frac{WC}{P_1 \times \text{Exp} \left(P_2 \times \frac{Pwf}{Ps} \right)}$$

$$WC @ Pwf \approx Ps = \frac{0,21}{1,8098 \times \text{Exp} \left(-0,6904 \times \frac{3372}{3509} \right)} = 22,55 \%$$

Kemudian menghitung konstanta A₀, A₁, dan A₂ dengan data C₁, C₂, dan C₃ dari tabel konstanta diatas.

$$A_n = C_0 + C_1 (\text{Water Cut}) + C_2 (\text{Water Cut})^2$$

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

$$A_0 = 0,980321 + (-0,115661 \times 10^{-1} (0,2255)) + 0,179050 \times 10^{-4} (0,2255)^2$$

$$A_0 = \mathbf{0,9777}$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (WC)) + (0,237075 \times 10^{-5} (WC)^2)$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (0,2255)) + (0,237075 \times 10^{-5} (0,2255)^2)$$

$$A_1 = \mathbf{-0,4135}$$

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

$$A_2 = -0,564870 + (0,762080 \times 10^{-2} (0,2255)) + (-0,202079 \times 10^{-4} (0,2255)^2)$$

$$A_2 = \mathbf{-0,5632}$$

$$\frac{q_0}{q_{\max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right) + \left(\frac{Pwf}{Ps} \right)^2$$

Untuk q₀ = 2649 bpd, Pwf = 3372 psig, dan Ps = 3509 psig maka dari persamaan diatas didapat q_{max} = 43897 bpd.

Kemudian dengan menggunakan Pwf asumsi didapat q₀ dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$q_0 = q_{\max} \left[A_0 + A_1 \left(\frac{Pwf}{Ps} \right) + \left(\frac{Pwf}{Ps} \right)^2 \right]$$

Setelah mendapatkan nilai q₀ kemudian dihitung nilai q_w dan q_l.

$$q_w = \left(\frac{WC}{100 - WC} \right) \times q_0$$

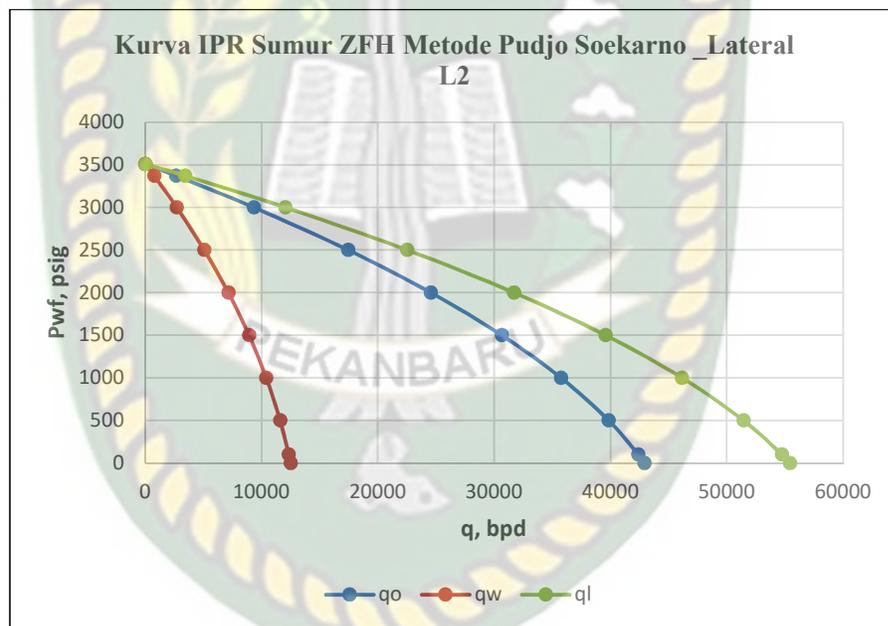
$$q_l = (q_o + q_w)$$

Maka untuk lateral L2 didapat hasil seperti yang tertera pada tabel dibawah ini:

Tabel 4.10 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral L2

Pwf	qo	qw	ql
0	42919	12496	55415
100	42382	12340	54721
500	39831	11597	51428
1000	35739	10406	46144
1500	30643	8922	39565
2000	24543	7146	31689
2500	17440	5078	22517
3000	9332	2717	12049
3372	2649	771	3420
3509	0	0	0

Kurva IPR yang dihasilkan adalah sebagai berikut:



Gambar 4.6 Kurva IPR Lateral L2

4.3.3 Kurva IPR Lateral L3

Perhitungan qmax, qo dengan Pwf asumsi, qw, ql dan kurva IPR:

Untuk lateral L3, WC = 88% = 0,88.

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(0,88) = 1,6229$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(0,88) = -0,5319$$

Kemudian menghitung WC @ Pwf ≈ Ps dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

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

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

$$WC @ Pwf \approx Ps = \frac{0,88}{1,6229 \times \text{Exp} \left(-0,5319 \times \frac{3371}{3509} \right)} = 90,39 \%$$

Kemudian menghitung konstanta A₀, A₁, dan A₂ dengan data C₁, C₂, dan C₃ dari tabel konstanta diatas.

$$A_n = C_0 + C_1 (\text{Water Cut}) + C_2 (\text{Water Cut})^2$$

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

$$A_0 = 0,980321 + (-0,115661 \times 10^{-1} (0,9039)) + 0,179050 \times 10^{-4} (0,9039)^2$$

$$A_0 = \mathbf{0,9699}$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (WC)) + (0,237075 \times 10^{-5} (WC)^2)$$

$$A_1 = -0,41436 + (0,392799 \times 10^{-2} (0,9039)) + (0,237075 \times 10^{-5} (0,9039)^2)$$

$$A_1 = \mathbf{-0,4108}$$

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

$$A_2 = -0,564870 + (0,762080 \times 10^{-2} (0,9039)) + (-0,202079 \times 10^{-4} (0,9039)^2)$$

$$A_2 = \mathbf{-0,5580}$$

$$\frac{q_0}{q_{\max}} = A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Untuk q₀ = 1004 bpd, P_{wf} = 3371 psig, dan P_s = 3509 psig maka dari persamaan diatas didapat q_{max} = 16661 bpd.

Kemudian dengan menggunakan P_{wf} asumsi didapat q₀ dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$q_0 = q_{\max} \left[A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right]$$

Setelah mendapatkan nilai q₀ kemudian dihitung nilai q_w dan q_l.

$$q_w = \left(\frac{WC}{100 - WC} \right) \times q_0$$

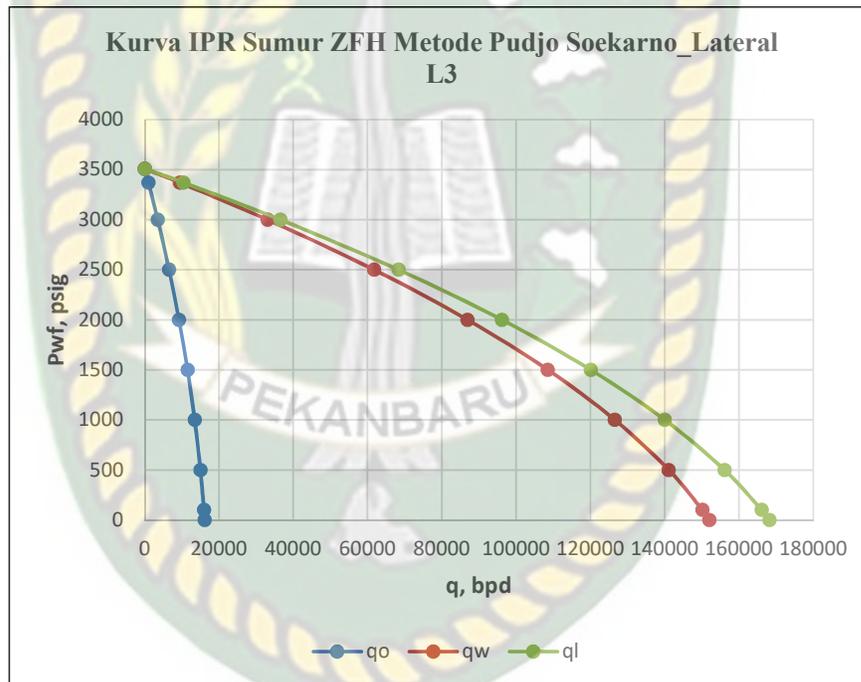
$$q_l = (q_0 + q_w)$$

Maka untuk lateral L3 didapat hasil seperti yang tertera pada tabel dibawah ini:

Tabel 4.11 Nilai Pwf, qo, qw, dan ql lateral L2

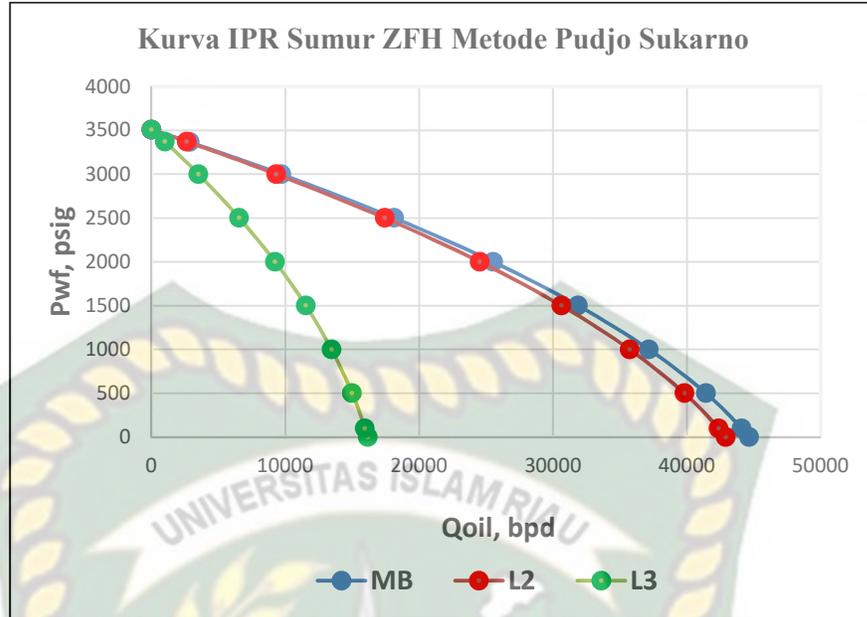
Pwf	qo	qw	ql
0	16160	152015	168175
100	15957	150109	166066
500	14996	141064	156060
1000	13454	126562	140017
1500	11535	108509	120044
2000	9238	86904	96143
2500	6564	61748	68312
3000	3512	33041	36553
3371	1004	9445	10449
3509	0	0	0

Kurva IPR yang dihasilkan adalah sebagai berikut:



Gambar 4.7 Kurva IPR Lateral L3

Perbandingan kurva IPR untuk qo pada lateral MB, lateral L2, dan lateral L3 dapat dilihat pada kurva IPR dibawah ini :



Gambar 4.8 Kurva IPR Sumur ZFH Metode Pudjo Sukarno

Berdasarkan kurva IPR diatas dapat dianalisis bahwa lateral MB dan lateral L2 memiliki produksi yang lebih baik dibandingkan dengan lateral L3.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Produksi minyak sumur ZFH dapat ditingkatkan menjadi 2963 bbl/d dengan total produksi likuid sebesar 5375 bbl/d dibandingkan dari produksi minyak sebelum penelitian yaitu sebesar 1550 bbl/d dengan total produksi likuid sebesar 6200 bbl/d, sedangkan *water cut* berkurang dari 75% menjadi 44%.
2. Kombinasi pengaturan ICV yang tepat untuk sumur ZFH ini adalah pada pengujian dan pengukuran Periode 15 yaitu pada posisi ICV untuk lateral MB posisi 3, lateral L2 posisi 10 dan lateral L3 tertutup penuh.
3. Tidak semua lateral yang ada pada sumur ZFH memiliki potensi produksi hidrokarbon yang sama. Lateral MB dan lateral L2 memiliki produksi hidrokarbon yang lebih baik dibandingkan dengan lateral L3. Hal ini dapat dilihat pada kurva IPR menggunakan metoda Pudjo Sukarno.

5.2 SARAN

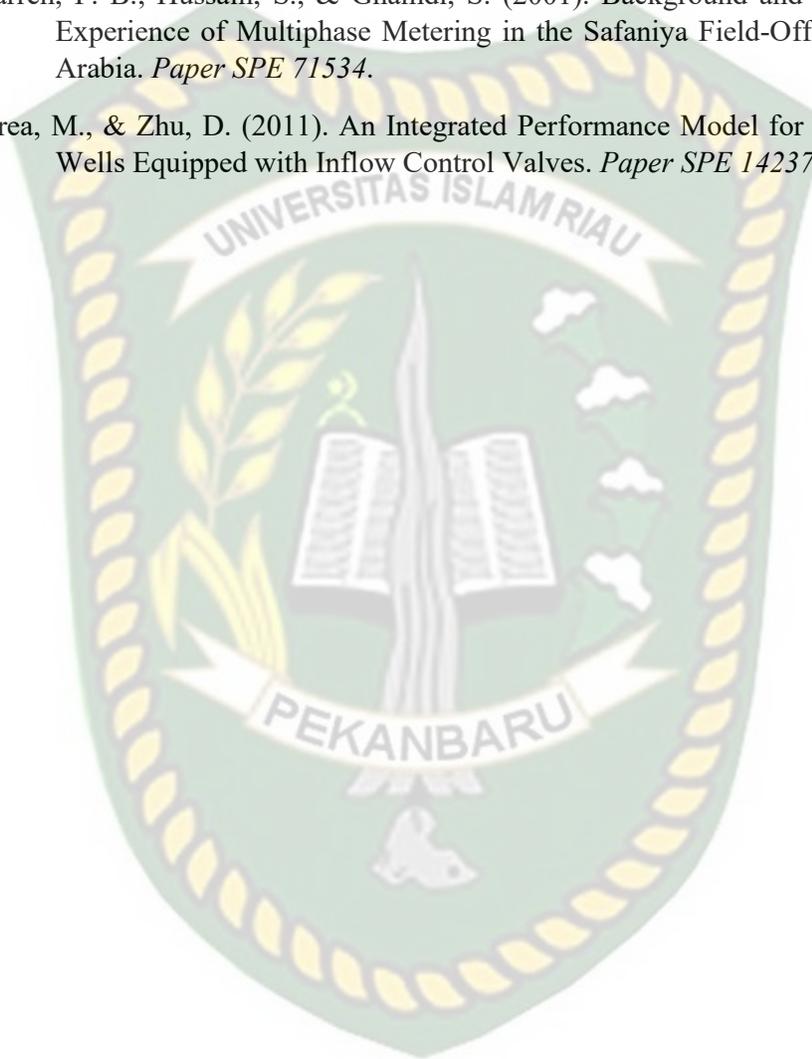
Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka disarankan untuk penelitian yang dilakukan oleh peneliti selanjutnya dapat membandingkan pengujian dan pengukuran dengan menggunakan MPFM yang berbeda ataupun dengan alat pengujian *well testing* lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T., & McKinney, P. D. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Oxford: Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- Al-Anazi, A. M., Isichei, O. L., Al-Yaha, M. A., & Al-Shammeri, F. M. (2017). Innovative Production Optimization Technique for Smart Well Completions Using Real-Time Nodal Analysis Applications. *Paper SPE 189198-MS*.
- Al-Arnaout, I. H., Al-Driweesh, S. M., Al-Zahrani, R. M., Rahman, Z. A., & Jacob, S. (2008). Intelligent Wells to Intelligent Fields : Remotely Operated Smart Well Completion in Haradh-III. *Paper SPE 112226*.
- Al-Kadem, M. S., Al-Khelaiwi, F. T., Al-Mashhad, A. S., & Al-Dabbous, M. S. (2015). A Decade of Experience with MPFM in Northern Fields of Saudi Aramco. *Paper SPE 176234-MS*.
- Al-Khalifa, M. T., Mishkhes, A. T., Baruah, K. N., & Al-Otaibi, N. M. (2013). Smart Well Completion Utilization to Optimize Production in MRC Well - A Case Study. *Paper SPE 168108*.
- Al-Muailu, H. A., Al-Suwailem, M., & Aldawsari, S. (2013). Evaluating Flow Contributions and Enhancing the Design Of Smart Well Completions. *Paper SPE 164342*.
- Al-Mubarak, S. M., Sunbul, A. H., Hembling, D., Sukkestad, T., & Jacob, S. (2008). Improved Performance of Downhole Active Inflow Control Valves through Enhanced Design : Case Study. *SPE 117634*.
- Al-Shenqiti, M. S., Dashash, A. A., Al-Arnaout, I. H., Al-Driweesh, S. M., & Bakhteyar, Z. (2007). Reduced Water Production and Increased Oil Production Using Smart Well Completions and MPFM – Case Study. *Paper SPE 110978*.
- Al-Sheri, A. M., Al-Buhassan, S. A., El-Zefzafy, I. M., & Al-Khalifah, H. A. (2013). Successful Optimization of Utilizing Multiphase Flow Meters (MPFMs) for Multiple Wells with a Wide Range of Fluid Properties in South Ghawar. *Paper SPE 168106*.
- Alsayed, S., & Yatem, K. (2012). Testing Methodologies for Smart Wells Completion Optimization and Production Rate Setting for Maximum Hydrocarbon Recovery. *Paper SPE 150014*.

- Al-Yateem, K. S., & Al-Amri, N. (2012). Moving toward Intelligent Field Applications: MPFM for Production Rate Testing and Beyond. *Paper SPE 150011*.
- Archer, J. S., & Wall, C. G. (1986). *Petroleum Engineering : Principle and Practice*. London: Graham & Trotmant Ltd.
- Arukhe, J. O., Khelaiwi, F., Isichei, O., & Dhubaiki, A. A. (2017). Smart Well Completion Optimization in Multilateral Wells. *Paper SPE 188732-MS*.
- Bath, E. (1998). *Introduction to Well Testing*. Schlumberger Wireline & Testing.
- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Oxford: Elsevier Inc.
- Busaidi, Khamis, Bhaskaran, & Haridas. (2003). Multiphase Flow Meters : Experience and Assessment in PDO. *Paper SPE 84505*.
- Falcone, G., Hewitt, G., & Alimonti, C. (2009). *Multiphase Flow Metering : Principle and Application Textbook*. Oxford: Elsevier Inc.
- Gao, C., Rajeswaran, T., Curtin, U., & Nakagawa, E. (2007). A Literature Review on Smart Well Technology. *Paper SPE 106011-MS*.
- Guo, B., William, C. L., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Elsevier Science Technology Books.
- Hassan, M. M., Bekkoucha, M., & Abukhader, M. (2006). Production Well Testing Optimization Using Multiphase Flow Meters (MPFM). *Paper SPE 101475*.
- Kamal, M. M. (2009). *Transient Well Testing*. USA: Society of Petroleum Engineers.
- Kettle, R. J., Ross, D., & Deznan, D. (2002). The Multiphase Flowmeter, A Tool for Well Performance Diagnostics and Production Optimization. *Paper SPE 77893*.
- Lee, J. (2003). *Pressure Transient Testing*. Texas, USA: SPE Textbook Series.
- Musnal, A. (2011). Perhitungan Laju Alir Minyak Setiap Lapisan pada Sumur Commingle. *Jurnal Saintis Volume 12 Nomor 1*.
- Omana, R., Houssiere, C. J., Brown, K. E., & Thompson, R. E. (1969). Multiphase Flow Through Choke. *Paper SPE 2682*.
- Retnanto, A., & Azim, A. (Retnanto, A., & Azim, A., 2001. "). Monitoring Well Performance using Multiphase Flow Meter. *Paper SPE 68718*.
- Retnanto, A., Weimer, B., Konta, I. H., Triongko, H., Azim, A., & Kyaw, H. A. (2001). Production Optimization using Multiphase Well Testing : A Case Study from East Kalimantan, Indonesia. *Paper SPE 71556*.
- Theuveny, B. C., Segeral, G., & Pinguet, B. (2001). Multiphase Flowmeters in Well Testing Applications. *Paper SPE 71475*.

- Vachon, G. P., & Furui, K. (2005). Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP Performance. *Paper SPE 93621*.
- Warren, P. B., Al-Dusari, K. H., Zabihi, M., & Al-Abduljabbar, J. M. (2003). Field-Testing A Compact Multiphase Flow Meter - Offshore Saudi Arabia. *Paper SPE 81560*.
- Warren, P. B., Hussain, S., & Ghamdi, S. (2001). Background and Operational Experience of Multiphase Metering in the Safaniya Field-Offshore Saudi Arabia. *Paper SPE 71534*.
- Zarea, M., & Zhu, D. (2011). An Integrated Performance Model for Multilateral Wells Equipped with Inflow Control Valves. *Paper SPE 142373*.





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الجامعة الإسلامية الريفية

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIARISME

Nomor: 061 /A-UIR/5-T/2020

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

NAMA	MARYO NALDO
NPM	15 321 0910
PROGRAM STUDI	TEKNIK PERMINYAKAN

Judul Skripsi / Tugas Akhir:

OPTIMASI PRODUKSI SUMUR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN SMART WELL COMPLETION (SWC) DAN MULTIPHASE FLOW METER (MPFM) DI SUMUR MINYAK ZFH.

Dinyatakan Bebas Plagiat karena hasil pengecekan Turnitin menunjukkan angka *Similarity Index* $\leq 30\%$ pada setiap subbab naskah skripsi yang disusun. Demikian surat keterangan ini di buat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 3 Maret 2020 M
8 Rajab 1441 H

Wakil Dekan,
Bidang Akademik,



Dr. Kurnia Hastuti, ST., MT
NPK. 99 05 02 281