

**OPTIMASI *SURFACE FACILITY* DENGAN
SENSITIVITAS TEKANAN SEPARATOR PADA
LAPANGAN “RC”**

TUGAS AKHIR

**Karya Ilmiah Sebagai Salah Satu Syarat Guna Mendapatkan
Gelar Sarjana Teknik dari Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan
Gas Bumi Balikpapan**

Oleh :

**ROSSA CLARIESTA
13.013.29**



**PROGRAM STUDI S1 TEKNIK PERMINYAKAN
SEKOLAH TINGGI TEKNOLOGI MINYAK DAN GAS BUMI
BALIKPAPAN**

2017

DEKLARASI

Saya selaku penulis yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Rossa Clariesta

Nim : 13.01.329

Alamat : Jl Sultan Hasanuddin RT 32 No. 55 Kampung Baru Tengah

Menyatakan bahwa Tugas akhir yang saya buat merupakan hasil karya sendiri dan tidak menjiplak karya manapun. Demikian deklarasi tertulis yang saya buat, deklarasi ini saya buat dalam keadaan sadar dan tanpa paksaan pihak manapun.

Balikpapan, Agustus 2017

Rossa Clariesta

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING

TUGAS AKHIR

**OPTIMASI *SURFACE FACILITY* DENGAN SENSITIVITAS
TEKANAN SEPARATOR PADA LAPANGAN “RC”**

Oleh :

ROSSA CLARIESTA

13.013.29

**Program Studi S1 Teknik Perminyakan
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan**

Disetujui : September 2017

Disetujui oleh :

Pembimbing I

Pembimbing II

Karmila, ST., MT

NIDN : 112001803

Rohima Sera Afifah, ST.,MT

NIDN : 1117098601

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Perminyakan**

Rohima Sera Afifah, ST.,MT

NIDN : 1117098601

LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI

TUGAS AKHIR

**OPTIMASI *SURFACE FACILITY* DENGAN SENSITIVITAS
TEKANAN SEPARATOR PADA LAPANGAN “RC”**

Oleh :

ROSSA CLARIESTA

13.013.29

**Program Studi S1 Teknik Perminyakan
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan**

Disetujui : September 2017

Disetujui oleh :

Penguji I

Penguji II

Jan Friadi Sinaga, S.T., M.T.

NIDN : 1104028802

Boyke M. Khadafi, S.T., M.T.

NIDN : 1130098602

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Perminyakan**

Rohima Sera Afifah, ST.,MT

NIDN : 1117098601

HALAMAN PERSEMBAHAN

Tidak pernah terbayangkan bahwa akhirnya saya mampu menyelesaikan pendidikan saya di STT – Migas Balikpapan ini. Terlalu sering krisis semangat terjadi, namun atas izin Allah yang Maha Kuasa dan Maha berkendak serta dukungan dari orang – orang terdekat, semuanya berhasil dilewati.

Saya persembahkan Tugas Akhir ini sebagai bentuk bakti serta tanggung jawab saya kepada orang tua dan saudara – saudari saya, serta untuk adik – adik tingkat atau teman – teman yang masih berjuang menyelesaikan study S1 perminyakan semoga Tugas Akhir ini dapat menjadi motivasi pemacu semangat bagi anda semua.

Tidak ada yang sia – sia selama diiringi dengan niat yang baik dan tulus, menuntut ilmu yang berguna adalah wajib hukumnya, tidak usah risau dengan apa yang terjadi setelah menuntut ilmu, kembalikan niat kepada Sang Pencipta dan insya Allah semua akan baik – baik saja.

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT karena berkat rahmat dan hidayah-Nya saya dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir ini dengan judul **OPTIMASI SURFACE FACILITY DENGAN SENSITIVITAS TEKANAN SEPARATOR PADA LAPANGAN “RC”**

Saya sebagai penyusun mengucapkan terima kasih atas semua dukungan dan perhatian yang diberikan semua pihak kepada penulis, terutama kepada kedua orang tua dan keluarga. Dan tidak lupa penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Lukman, ST., MT. Selaku Ketua STT MIGAS Balikpapan.
2. Ibu Rohima Sera Afifah, ST., MT. Selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan.
3. Ibu Karmila, ST., MT selaku Dosen pembimbing utama dalam penyusunan Tugas Akhir ini yang selalu memberikan dukungan hingga dapat terselesaikannya Tugas Akhir ini.
4. Ibu Rohima Sera Afifah, ST., MT. selaku Dosen pembimbing pendamping dalam penyusunan Tugas Akhir ini yang selalu memberikan dukungan dan cara penulisan yang tepat hingga dapat terselesaikannya Tugas Akhir ini.
5. Kedua Orang Tua saya, serta para sahabat dan teman-teman Teknik Perminyakan Non Reguler C 2013 yang menjadi teman seperjuangan dari awal hingga akhir perkuliahan.
6. Seluruh pihak dan pegawai dari STT Migas Balikpapan yang selalu ada ditempat ketika dibutuhkan.
7. Serta semua pihak yang turut serta membantu dalam penyelesaian laporan ini yang tidak dapat kami sebutkan satu persatu sehingga Tugas Akhir ini dapat diselesaikan tepat pada waktunya.

Penulis menyadari dalam penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan dalam segi penulisan. Dengan keterbatasan dan kekurangan penyusun mengharapkan kritik dan saran yang dapat membangun guna melengkapi

kekurangan yang ada dalam Tugas Akhir ini dan untuk perbaikan dalam penyusunan laporan selanjutnya.

Penulis berharap semoga Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua, khususnya Mahasiswa Teknik Perminyakan dan para adik tingkat dalam menambah wawasan dan ilmu pengetahuan.

Balikpapan, Agustus 2017

Penulis

Judul	Optimasi <i>Surface Facility</i> dengan Sensitivitas Tekanan Separator pad Lapangan “RC”	Rossa Clariesta
Jurusan	Teknik Perminyakan	1301329
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan		
<p>Lapangan “RC” ditemukan pada bulan April 2002 di Kabupaten Bojonegoro, Provinsi Jawa Timur. Luas wilayah dari Lapangan “RC” adalah 1.478 km². Reservoir di Lapangan “RC” adalah <i>limestone</i>. Kondisi terakhir jumlah sumur di Lapangan “RC” April 2015 adalah 32 sumur.</p> <p>Sumur MBA, MBB, dan MBC merupakan sumur yang memproduksi minyak secara sembur alam pada lapangan “RC”. Oleh sebab itu pada kesempatan kali ini akan di analisa mengenai optimasi produksi pada sumur MBA, MBB, dan MBC dengan sensitivitas separator. Pendekatan analisa yang digunakan adalah <i>Nodal Analysis</i>. Dengan <i>Nodal Analysis</i> akan didapatkan analisa performa dari sumur yang mengarah kepada optimasi apa yang bisa dilakukan pada sumur ini.</p> <p>Dari analisa yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa sumur MBA, MBB dan MBC berproduksi secara optimum pada tekanan separator 50 psi yaitu MBA adalah 1437.4 STB/day terdiri dari 1427.3 STB/day oil dan 10.1 STB/day water, liquid rate untuk sumur MBB adalah 815.1 STB/day terdiri dari 809.4 STB/day oil dan 5.7 STB/day water dan liquid rate untuk sumur MBC adalah 615.4 STB/day terdiri dari 611.1 STB/day oil dan 4.3 STB/day water.</p>		
<p>Kata kunci : <i>IPR, Nodal Analysis, Surface Facility</i></p>		

Title	Surface Facility Optimization with Separator Pressure Sensitivity at “RC” Field	Rossa Clariesta
Major	Petroleum Engineering	1301329
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan		
<p>The "RC" field was discovered in April 2002 in Bojonegoro District, East Java Province. The total area of the Field "RC" is 1,478 km². Reservoir on "RC" Square is limestone. The last condition of the number of wells in the "RC" Field in April 2015 is 32 wells.</p> <p>The MBA, MBB, and MBC wells are wells that produce natural spraying oil on the "RC" field. Therefore on this occasion will be analyzed about the optimization of production on wells MBA, MBB, and MBC with separator sensitivity. The analytical approach used is Nodal Analysis. With Nodal Analysis will be obtained a performance analysis of the well that leads to the optimization of what can be done on this well.</p> <p>From the analysis, we can be concluded that the wells of MBA, MBB and MBC produce optimum at 50 psi separator pressure ie the MBA is 1437.4 STB / day consists of 1427.3 STB / day oil and 10.1 STB / day water, the liquid rate for the MBB well is 815.1 STB / day consists of 809.4 STB / day oil and 5.7 STB / day water and liquid rate for MBC wells is 615.4 STB / day consists of 611.1 STB / day oil and 4.3 STB / day water.</p>		
<p>Kata kunci : <i>IPR, Nodal Analysis, Surface Facility</i></p>		

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN (DEKLARASI)	ii
HALAMAN PENGESAHAN PEMBIMBING.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN PENGUJI	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
KATA PENGANTAR.....	vi
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Maksud dan Tujuan	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Manfaat Penulisan	2
1.5 Sistematika Penulisan	2
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN	4
2.1 Lokasi Penelitian	4
2.2 Kondisi Lapangan “RC”	5
2.3 Stratigrafi Lapangan “RC”	5
BAB III TEORI DASAR	9
3.1 Produktifitas Formasi.....	9
3.1.1 <i>Productivity Index (PI)</i>	9
3.1.2 <i>Inflow Performance</i>	10
3.2 <i>Nodal Analyst</i>	13

3.3	<i>Surface Facility</i>	16
3.3.1	Sumur Produksi.....	17
3.3.2	Manifold.....	19
3.3.3	Separator	20
3.3.4	<i>Oil Storage</i>	20
BAB IV	PERHITUNGAN DAN ANALISA DATA	22
4.1	Evaluasi Data Lapangan	22
4.2	Flowchart	23
4.3	Pemodelan Produksi Sumur Lapangan RC menggunakan MBAL.....	24
4.4	Pemodelan Produksi Sumur Lapangan RC menggunakan PROSPER	25
4.4.1	Konstruksi Kurva IPR	25
4.4.2	Modeling dengan PROSPER.....	29
4.5	Desain dan Optimasi Surface Facility menggunakan GAP	31
BAB V	PEMBAHASAN	43
BAB VI	KESIMPULAN	47
	DAFTAR PUSTAKA	
	LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1 Peta Lokasi Cekungan Jawa Timur – Utara (ESDM op.cit, Sirait 2007)	4
2.2 Peta Daerah Operasi Blok Tuban	5
2.3 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Timur (Mudjiono, R., dan Pireno, G. E. 2002)	7
3.1 Kurva <i>Inflow Performance Releationship</i> (Brown, Kermit E., 1977).....	10
3.2 Nodal Analysis system (<i>Brown, Kermit E., 1977</i>)	15
3.3 <i>Wellhead</i> (<i>Arnold K, 2008</i>)	17
3.4 <i>W-masstree</i> (<i>Arnold K, 2008</i>).....	18
3.5 <i>Pipeline / Flowline</i> (<i>Havard Devold, 2013</i>).....	19
3.6 <i>Manifold</i> (<i>Havard Devold, 2013</i>).....	19
3.7 <i>Separator</i> (<i>Arnold K, 2008</i>)	20
3.8 <i>Oil Storage</i> (<i>Arnold K, 2008</i>).....	21
4.1 <i>Flowchart</i>	23
4.2 <i>Drive Mechanism</i>	24
4.3 Kurva IPR pada sumur MBA	25
4.4 Kurva IPR pada sumur MBB	27
4.5 Kurva IPR pada sumur MBC	28
4.6 Kurva IPR dan OPR pada sumur MBA	29
4.7 Kurva IPR dan OPR pada sumur MBB.....	39
4.8 Kurva IPR dan OPR pada sumur MBC.....	31
4.9 Desain Surface Facility menggunakan GAP.....	32
4.10 Input Data MBAL	32
4.11 Input data PROSPER pada sumur MBA.....	32
4.12 Input data PROSPER pada sumur MBB	33
4.13 Input data PROSPER pada sumur MBC	33
4.14 <i>Liquid Rate</i> di <i>Reservoir</i> pada 50 psi	34
4.15 <i>Liquid Rate</i> sumur MBA pada 50 psi.....	34

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
4.16 <i>Liquid Rate</i> sumur MBB pada 50 psi	34
4.17 <i>Liquid Rate</i> sumur MBC pada 50 psi	35
4.18 <i>Liquid Rate</i> di Separator pada 50 psi	35
4.19 <i>Liquid Rate</i> di <i>Reservoir</i> pada 100 psi	36
4.20 <i>Liquid Rate</i> sumur MBA pada 100 psi	36
4.21 <i>Liquid Rate</i> sumur MBB pada 100 psi	36
4.22 <i>Liquid Rate</i> sumur MBC pada 100 psi	37
4.23 <i>Liquid Rate</i> di Separator pada 100 psi	37
4.24 <i>Liquid Rate</i> di <i>Reservoir</i> pada 150 psi	38
4.25 <i>Liquid Rate</i> sumur MBA pada 150 psi	38
4.26 <i>Liquid Rate</i> sumur MBB pada 150 psi	38
4.27 <i>Liquid Rate</i> sumur MBC pada 150 psi	39
4.28 <i>Liquid Rate</i> di Separator pada 150 psi	39
4.29 <i>Liquid Rate</i> di <i>Reservoir</i> pada 200 psi	40
4.30 <i>Liquid Rate</i> sumur MBA pada 200 psi	40
4.31 <i>Liquid Rate</i> sumur MBB pada 200 psi	40
4.32 <i>Liquid Rate</i> sumur MBC pada 200 psi	41
4.33 <i>Liquid Rate</i> di Separator pada 200 psi	41

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
4.1 Data Properti Sumur.....	22
4.2 Data Properti Fluida	22
4.3 Data Fluida dan Data tank.....	24
4.4 Data IPR pressure sumur MBA.....	26
4.5 Data IPR pressure sumur MBB.....	27
4.6 Data IPR pressure sumur MBC.....	28
4.7 Data properti sumur MBA.....	30
4.8 Data properti sumur MBB.....	30
4.9 Data properti sumur MBC.....	31
4.9 Perbandingan Hasil Optimasi.....	42

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Setelah melewati tahap eksplorasi dan diperkirakan adanya hidrokarbon pada suatu lapangan, maka pada lapangan tersebut akan dilakukan tahap eksploitasi. Tetapi untuk mengefektifkan waktu, peralatan serta biaya yang akan dikeluarkan terlebih dahulu harus dilakukan pemodelan terhadap *reservoir* yang akan di eksploitasi kemudian dilakukan pemodelan terhadap sumur yang akan dibuat baik dari segi kedalaman sumur, arah sumur dll.

Selain pemodelan *reservoir* dan pemodelan sumur, yang harus dilakukan juga yaitu perencanaan *surface facility* dimana dalam perencanaan *surface facility* ini kita dapat memperkirakan peralatan apa yang akan digunakan serta dibutuhkan dalam tahap eksploitasi yang akan dilakukan dengan melihat dari berbagai aspek seperti jenis fluida yang akan diproduksi, banyaknya sumur yang akan dibuat dll.

Melalui Tugas Akhir ini, penulis akan mencoba untuk membahas tentang kinerja tekanan separator untuk optimasi produksi pada lapangan dengan jenis sumur vertikal dengan aliran *natural flow* agar dapat berproduksi dengan baik. Dan juga supaya dapat diketahui pengaruh tekanan separator terhadap produksi minyak di lapangan RC yang akan dibahas.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud dari Tugas Akhir ini adalah untuk menanalisa pengaruh tekanan separator terhadap optimasi lapangan RC.

Sedangkan tujuannya adalah:

1. Menganalisa pengaruh tekanan separator terhadap produksi minyak lapangan “RC”
2. Mengetahui peningkatan produksi pada lapangan “RC” setelah dilakukan optimasi
3. Menentukan tekanan separator yang tepat digunakan pada lapangan “RC”

1.3. Batasan Masalah

Dalam penulisan Tugas Akhir ini akan dibahas mengenai kinerja tekanan separator untuk pengoptimasian laju produksi lapangan “RC”

1.4. Manfaat Penelitian

Manfaat dari penulisan tugas akhir ini adalah :

1. Sebagai penelitian yang merupakan syarat kelulusan untuk mendapatkan gelar sarjana teknik.
2. Dapat memberikan gambaran kepada pembaca mengenai pengaruh kinerja tekanan separator dalam pengoptimasian laju produksi
3. Penelitian yang dilakukan bermanfaat sebagai bahan studi untuk sekolah tinggi teknik.
4. Membantu dalam hal pekerjaan

1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika dalam penulisan tugas akhir ini terdiri dari tujuh bab yang akan saling berhubungan antara satu dengan yang lainnya, yaitu :

Bab I Pendahuluan

Dalam bab ini akan dipaparkan mengenai latar belakang masalah yang akan dikaji, tujuan penulis, batasan masalah, serta manfaat penulisan laporan ini.

Bab 2 Tinjau lapangan

Dalam bab ini akan memberikan gambaran mengenai kondisi lapangan penelitian termasuk didalamnya kondisi geologi, sejarah lapangan dan sumur

Bab 3 Dasar Teori

Dalam bab ini akan menjabarkan mengenai dasar-dasar yang berhubungan dengan penelitian yang akan dilakukan. Teori dasar ini mencakup tentang penjelasan singkat mengenai *Nodal Analyst* dan macam-macam *Surface Facility*

Bab 4 Perhitungan dan Analisa Data

Pada bab ini, dilakukan perhitungan dan analisa data terhadap semua permasalahan yang kemudian akan dibahas dengan lebih detail

Bab 5 Hasil pembahasan

Bab ini akan menampilkan hasil perhitungan dan pembahasan mengenai hasil dari kinerja separator terhadap laju produksi minyak

Bab 6 Kesimpulan

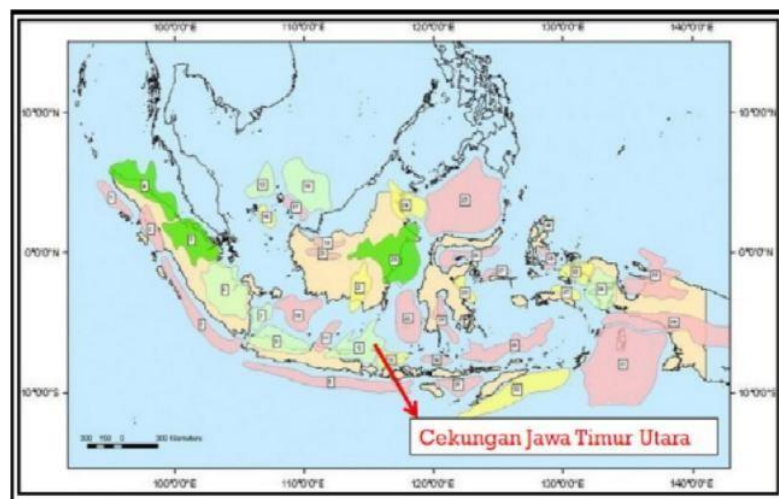
BAB II TINJAUAN LAPANGAN

2.1. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian terletak di Cekungan Jawa Timur Utara, secara fisiografi yang terletak diantara pantai Laut Jawa dan sederetan gunung api yang berarah Barat-Timur disebelah selatannya. Cekungan ini terdiri dari dua buah pegunungan yang berjalan sejajar dengan arah Barat-Timur dan dipisahkan oleh suatu depresi diantaranya.

Cekungan Jawa Timur merupakan zona pertemuan lempeng-lempeng. Eurasian (*Sunda Craton*) dan Indo-Australian dan saat ini merupakan *back-arc basin*. Belakangan ini, sebagian besar Cekungan Jawa Timur diinterpretasi terdiri atas lempeng-lempeng mikro Gondwana. Cekungan ini disebelah Utara dibatasi oleh Tinggian Paternosfer, sebelah Selatan oleh tinggian deretan gunung api aktif Jawa Tengah-Timur, sebelah Barat oleh Karimun Jawa Arch, dan sebelah Timur oleh Cekungan (laut dalam) Lombok.

Seperti yang terlihat pada Gambar 2.1. dibawah merupakan peta lokasi Cekungan Jawa Timur Utara.



**Gambar 2.1. Peta Lokasi Cekungan Jawa Timur Utara
(ESDM op.cit, Sirait 2007)**

2.2. Kondisi Lapangan “RC”

Lapangan “RC” ditemukan pada bulan April 2002 di Kabupaten Bojonegoro, Provinsi Jawa Timur. Luas wilayah dari Lapangan “RC” adalah 1.478 km². Sumur – sumur di Lapangan “RC” umumnya memiliki kedalaman rata-rata 7.000 – 8.000 ft TVD (9.000 – 10.000 ft MD). Reservoir di Lapangan “RC” adalah *limestone*. Kondisi terakhir jumlah sumur di Lapangan “RC” April 2015 adalah 32 sumur. Seperti yang terlihat pada Gambar 2.2 dibawah merupakan peta lokasi penelitian yang akan dibahas oleh penulis.



Gambar 2.2. Peta Daerah Operasi Block Tuban

2.3. Stratigrafi Lapangan “RC”

Urutan stratigrafi daerah penelitian dapat dilihat pada gambar 2.3. Deskripsi dari masing – masing formasi urutan tua ke muda adalah sebagai berikut : (Anonim,2014)

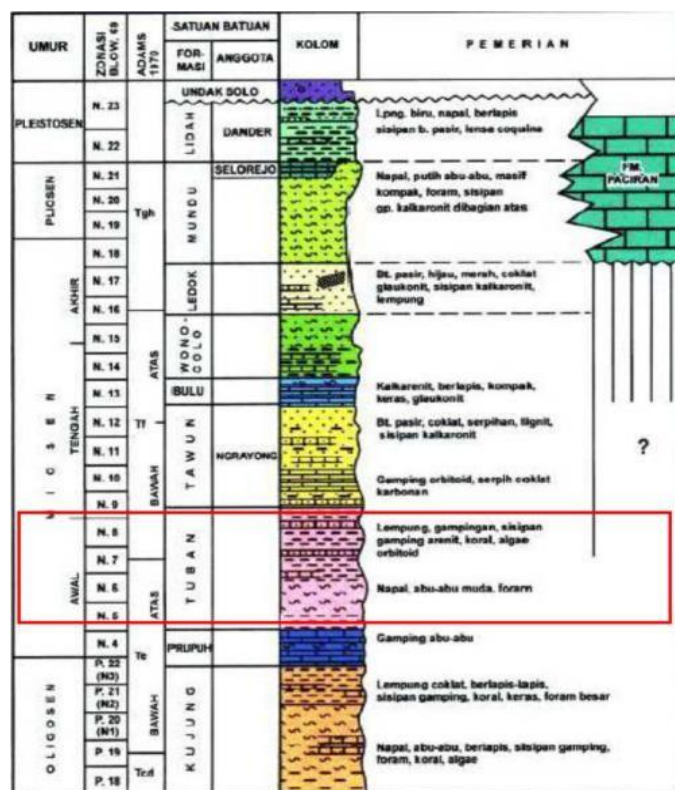
1. Formasi Kujung, tersingkap susunan napal dan lempung napalan dengan diendapkan batugamping (*limestone*) bioklastik. Umumnya adalah oligosen atas dan diendapkan pada lingkungan laut terbuka. Ketebalan Formasi Kujung adalah 200 – 500 m.
2. Formasi Prupuh, disusun oleh perselingan antara batugamping. Umurnya

adalah oligosenatas-miosen bawah dan diendapkan pada lingkungan neritik luar. Ketebalan Formasi Prupuh adalah 60 – 80 m.

3. Formasi Tuban, tersusun atas napal pasiran semakin keatas berubah menjadi batugamping pasiran. Umurnya adalah miosen awal bagian tengah dan diendapkan pada lingkungan sublitoral luar dengan ketebalan 50 – 150 m.
4. Formasi Tawun, tersusun atas serpih pasiran kemudian disusun dengan perselingan antara batu pasir dan batugamping, dimana makin keatas batugamping menjadi dominan. Umur dari formasi Tawun adalah miosen awal bagian tengah-miosen tengah. Diendapkan pada lingkungan paparan dangkal dan memiliki ketebalan 0 – 50 m.
5. Formasi Tawun Anggota Ngrayong, terdiri atas batu pasir kuarsa yang berukuran halus pada bagian bawah dan cenderung megkasar pada bagian atas dan terkadang gampingan. Umur miosen tengah, diendapkan dari lingkungan laut dangkal zona neritik pinggir hingga rawa-rawa. Formasi Tawun Anggota Ngrayong memiliki ketebalan 800 – 1000 m.
6. Formasi bulu, terdiri dari batugamping putih kekuningan dan batu gamping pasiran berwarna putih kelabu hingga kuning kabuan, terdapat sisipan napal berwarna abu-abu, umur formasi bulu adalah miosen akhir dan diendapkan pada lingkungan neritik luar-batial atas dan memiliki ketebalan 54-248 m.
7. Formasi Wonocolo, tersusun oleh napal, napal lempungan, hingga napal pasiran. Formasi wonocolo diendapkan pada miosen akhir bagian bawah, diendapkan pada lingkungan laut terbuka memilikiketebalan 89-600 m.
8. Formasi Ledok, terusun atas perulangan napal pasiran dan kalkarenit, dengan napal batupasir. Umur Formasi Ledok adalah miosen akhir, diendapkan pada lingkungan neritik luar dengan ketebalan 100-200 m.
9. Formasi Mundu, bagian paling atas dari batuan ini ditempati oleh batugamping pasiran dan napal pasiran dengan ketebalan 75-432 m, umurnya adalah Pliosen.
10. Formasi Lidah, terdiri atas batulempung biru tua, masiv, tidak berlapis.

Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru, bagian atasnya terdiri batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa. Umur Formasi Lidah adalah Pliosen Atas-Plesitosen Bawah, diendapkan dilingkungan laut tertutup dan berangsur-angsur menjadi semakin dangkal. Ketebalan Formasi Lidah 70 – 230 m.

Dari beberapa urutan stratigrafi formasi yang akan dijelaskan diatas dari deskripsi formasi dari tua kemuda, dalam penulisan Tugas Akhir ini penulis melakukan penelitian pada lapisan Formasi Tuban, dapat dilihat pada Gambar 2.3 dibawah ini, urutan stratigrafi formasi dari yang tua ke muda pada Cekungan Jawa Timur Utara.



Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Timur (Mudjiono, R., dan Pireno, G. E. 2002)

Formasi Tuban merupakan salah satu reservoir berumur Neogen yang disusun oleh batulanau, berwarna kelabu, hijau dan kelabu kekuningan dengan selingan batugamping pasiran lempungan. Ketebalan diperkirakan 600 meter.

BAB III

TEORI DASAR

3.1 Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi merupakan suatu kemampuan formasi dalam memproduksi fluida yang terkandung pada kondisi tekanan tertentu. Pada awalnya sumur-sumur yang baru ditemukan memiliki tenaga pendorong alamiah yang mampu mengangkat fluida hidrokarbon sampai ke permukaan, namun seiring berjalannya waktu kemampuan formasi dalam mengalirkan fluida ke permukaan akan mengalami penurunan akibat menurunnya tekanan *reservoir*.

Adapun parameter yang digunakan dalam menentukan produktivitas suatu formasi adalah *Productivity Index (PI)* dan *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

3.1.1 *Productivity Index (PI)*

Index Produktivitas (PI) merupakan suatu besaran yang menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi pada suatu beda tekanan tertentu atau merupakan perbandingan laju produksi yang dihasilkan suatu sumur pada suatu harga tekanan aliran dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statis (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}) yang secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (3.1)$$

Keterangan :

Q = Laju produksi aliran total, STB/day

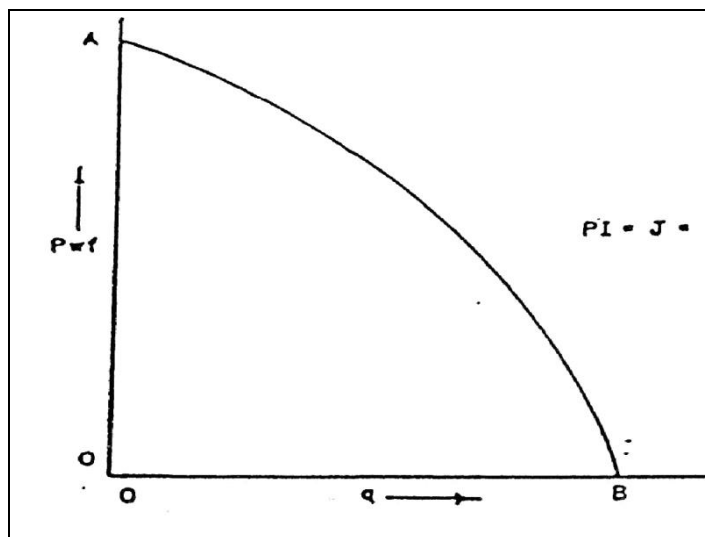
P_s = Tekanan static *reservoir*, Psi

P_{wf} = Tekanan aliran dasar sumur, Psi

3.1.2 *Inflow Performance*

Productivity index yang diperoleh secara langsung maupun secara teoritis hanya merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk berproduksi, maka harga PI dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut dengan grafik *Inflow Performance Relationship (IPR)*. Berdasarkan definisi *productivity index*, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (p_{wf}). Oleh karena itu persamaan tersebut dapat diubah menjadi :

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{PI} \dots\dots\dots (3.2)$$



Gambar 3.1 Kurva *inflow performance relationship* (Brown, Kermit E., 1977)

Aliran lengkung menunjukkan bahwa PI akan berkurang dengan naiknya laju produksi. Hal ini terutama pada *reservoir* yang mempunyai mekanisme pendorong *solution gas drive*, sedangkan pada *water drive* harga PI-nya relatif konstan. Arah lengkung yang terjadi seperti ditunjukkan pada gambar 3.1 disebabkan terlepasnya gas dari minyak. Jadi gas bebas yang terjadi akan meningkatkan jumlahnya, sehingga menaikkan saturasinya, juga permeabilitasnya

efektif gas naik, maka akibatnya akan menurunkan permeabilitas efektif minyak. Harga *GOR (Gas Oil Ratio)* pada *rate* produksi yang tinggi akan naik, karena dengan naiknya *drawdown*, permeabilitas efektif akan naik pula. Alasan-alasan inilah yang menyebabkan kurva IPR tidak lurus apabila P_{wf} berada dibawah tekanan *bubble point* atau pada kondisi ini diketahui bahwa ada 2 fasa fluida yang mengalir. Untuk membuat kurva IPR pada kondisi 2 fasa ada sebuah persamaan yang terkenal yang disebut dengan persamaan *Vogel*.

3.1.2.1 Kurva IPR Dua Fasa

Pembuatan Grafik IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh *Waller*, dimana *Waller* menurunkan persamaan *productivity index* atau *J* untuk reservoir gas. Melihat persamaan yang digunakan serta cara memerlukan computer. Selanjutnya *Vogel* mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana dibandingkan dengan metode *Weller*. Dasar pengembangan metode *Vogel* adalah persamaan *Waller*, yang menghasilkan suatu bentuk persamaan sebagai berikut :

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3.3)$$

Adapun anggapan pada persamaan *Vogel* yaitu :

- a. Reservoir bertenaga dorong gas terlarut
- b. Harga *Skin* disekitar lubang sama dengan nol
- c. Tekanan *reservoir* dibawah tekanan saturasi

Umumnya di sekitaar lubang sumur terjadi kerusakan formasi, baik sebagai akibat anvasi lumpur pemboran, maupun sebagai akibat peningkatan saturasi gas dan air di sekitar lubang bor. Apabila hal ini ditemukan, maka kondisi pengembangan persamaan *Vogel* tidak bisa lagi digunakan.

3.1.2.2 Kurva IPR Tiga Fasa

Dalam membuat kurva IPR tiga fasa dapat menggunakan metode *Wiggins*, dimana metode ini merupakan pengembangan dari metode *Vogel* yang dalam pengembangannya *Wiggins* menyertakan metode dua fasa dari *Vogel* dengan

metode tiga fasa, sehingga mendapatkan metode tiga fasa yang lebih sederhana dari metode tiga fasa yang sudah ada.

Dalam metode *Wiggins* mengasumsikan bahwa setiap fase dapat diperlukan secara terpisah, sehingga antara *rate* minyak (Q_o) dan *rate* air (Q_w) dapat dihitung sendiri-sendiri.

Persamaan *Wiggins* untuk minyak :

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.52 \left(\frac{p_{wf}}{P_s} \right) - 0.48 \left(\frac{p_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3.4)$$

Persamaan *Wiggins* untuk Air :

$$\frac{q_w}{q_{max}} = 1 - 0.72 \left(\frac{p_{wf}}{P_s} \right) - 0.28 \left(\frac{p_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3.5)$$

Keterangan :

Q_o = laju produksi minyak, STB/day

Q_{max} = laju produksi maksimum, STB/day

P_{wf} = tekanan aliran dasar sumur, Psi

P_s = Tekanan statik *reservoir*, Psi

Prosedur pembuatan kinerja aliran tiga fasa dari metode *Wiggins* adalah sebagai berikut :

- a. Mempersiapkan data-data penunjang sebagai berikut :
 - Laju produksi minyak dan air
 - Tekanan statik *reservoir*
 - Tekanan aliran dasar sumur
- b. Menentukan laju produksi minyak maksimum dengan menggunakan persamaan (3.4).
- c. Menentukan laju produksi air maksimum dengan menggunakan persamaan (3.5)
- d. Menentukan laju produksi total maksimum dengan menjumlahkan laju produksi minyak maksimum dengan laju produksi air maksimum.

- e. Untuk membuat kurva IPR, asumsikan beberapa harga pwf kemudian hitung harga Q_o dan Q_w dengan persamaan (3.4) dan (3.5) pada setiap asumsi harga pwf.
- f. Mentabulasi berbagai harga pwf dengan berbagai harga aliran yang didapat kemudian kurva IPR dapat dibuat dengan memplotkan harga pwf dengan Q_o , Q_w dan Q_t .

3.2 *Nodal Analysis*

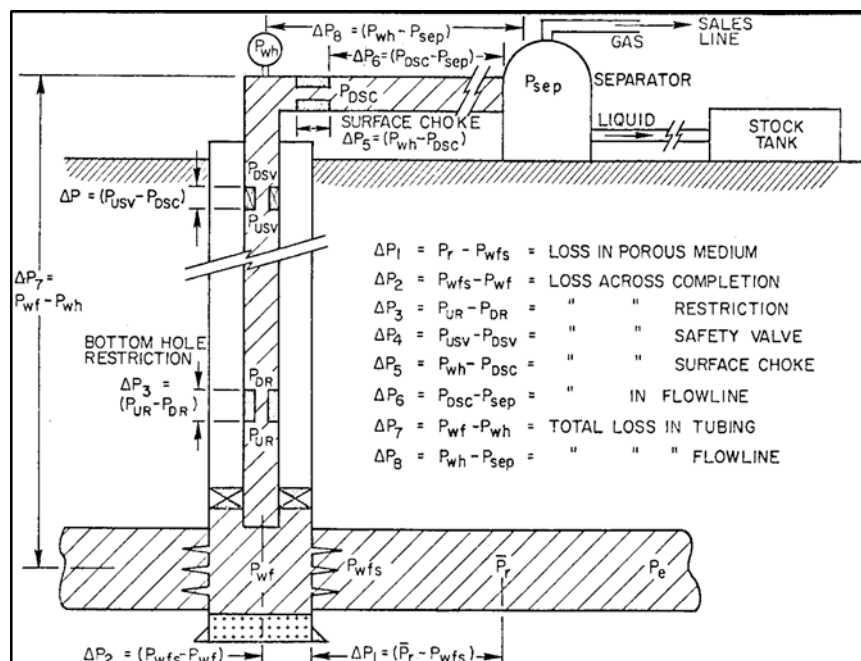
Analisa nodal atau biasa disebut sistem analisis optimasi produksi adalah sebuah prosedur untuk menentukan *flow rate* pada sumur oil dan gas yang berproduksi dan untuk mengevaluasi efek dari beberapa komponen seperti ukuran *tubing-string*, ukuran *flow-line*, tekanan separator, posisi choke, *safety valves*, dan kondisi *well completion* termasuk *gravel pack* dan perforasi pada sumur biasa. Komponen-komponen tersebut dievaluasi terpisah-pisah dan dikombinasikan untuk mengoptimasi seluruh system sehingga mendapatkan aliran produksi yang paling efisien.

Adapun tujuan nodal analisis adalah sebagai berikut :

1. Untuk menentukan *flow rate* pada sumur oil dan gas yang berproduksi dengan mempertimbangkan *geometry wellbore* dan batasan kompleks (awalnya secara natural flow).
2. Untuk menentukan kondisi aliran ketika sumur masih mengalir atau mati.
3. Untuk menentukan waktu yang tepat untuk memasang instalasi *artificial lift* dan membantu dalam memilih metode pengangkatan yang optimum.
4. Untuk mengoptimasi system agar memproduksi *flowrate* yang diinginkan.
5. Untuk mengecek setiap komponen dalam system sumur untuk menentukan bagian mana yang tidak diperlukan untuk menahan *flow rate*.
6. Untuk membantu management operator dan engineer staff dalam menambah laju produksi.

Sebelum ada analisa system nodal, banyak sumur minyak dan gas diseluruh dunia yang belum dioptimasikan untuk mendapatkan *rate* yang efisien, faktanya adalah beberapa sumur bahkan belum mencapai laju alir maximumnya, karena hal tersebut menyebabkan penempatan *artificial lift* tidak mendapatkan efisiensi yang seharusnya. Optimasi system produksi sumur minyak dan gas dengan analisa system nodal telah berkontribusi untuk meningkatkan teknik kompleksi, produksi dan efisiensi banyak sumur. Walaupun analisa dengan tipe ini sudah diajukan oleh gilbert pada tahun 1954 tapi analisa baru intensif digunakan pada tahun 1980an.

Hal dasar yang diperlukan untuk analisa optimasi sumur dengan analisa system nodal adalah *inflow performance relationship (IPR)* sumur pada kondisi terkini. Data *well test* yang akurat harus didapatkan dan IPR dapat dibuat sehingga analisa sukses dilakukan. Kemudian model dari komponen-komponen sumur dapat digunakan untuk memproduksi performa sumur pada gambar 3.2 diperlihatkan detail *flowing well system* yang berawal dari reservoir diteruskan sampai ke separator.



Gambar 3.2 Nodal Analysis System

(Brown, Kermit E., 1977)

Sesuai dengan gambar 3.2, dalam sistem sumur produksi dapat ditemui 4 titik nodal, yaitu :

1. Titik nodal di dasar sumur

Titik nodal ini merupakan pertemuan antara komponen formasi produktif/ reservoir dengan komponen tubing apabila kompleksi sumur adalah open hole atau pertemuan antara komponen tubing dengan komponen kompleksi yang diperforasi atau bergravel pack

2. Titik nodal di kepala sumur

Titik nodal ini merupakan titik pertemuan antara komponen tubing dan pipa salur dalam hal sumur tidak dilengkapi dengan jepitan atau merupakan pertemuan komponen tubing dengan komponen jepitan bila sumur dilengkapi jepitan.

3. Titik nodal di separator

Pertemuan antara komponen pipa salur dengan komponen separator merupakan suatu titik nodal.

4. Titik nodal di “upstream/ downstream” jepitan

Sesuai dengan letak jepitan, titik nodal ini dapat merupakan pertemuan antara komponen jepitan dengan komponen tubing, apabila jepitan dipasang di tubing sebagai safety valve atau merupakan pertemuan antara komponen tubing di permukaan dengan komponen jepitan apabila jepitan dipasang di kepala sumur.

Analisa sistem nodal dilakukan dengan membuat diagram tekanan-laju produksi, yang merupakan grafik yang menghubungkan antara perubahan tekanan dan laju produksi untuk setiap komponen. Hubungan antara tekanan dan laju produksi di ujung setiap komponen untuk sistem sumur secara keseluruhan, pada dasarnya merupakan kelakuan aliran di :

1. Media berpori menuju dasar sumur
2. Pipa tegak/*tubing* dan pipa datar/horizontal
3. Jepitan

Untuk menganalisa pengaruh suatu komponen terhadap sistem sumur secara keseluruhan, dipilih titik nodal yang terdekat dengan komponen tersebut. Sebagai contoh apabila ingin mengetahui pengaruh ukuran jepitan terhadap laju produksi, maka dipilih titik nodal di kepala sumur atau bila ingin mengetahui pengaruh jumlah lubang perforasi maka pilih titik nodal di dasar sumur.

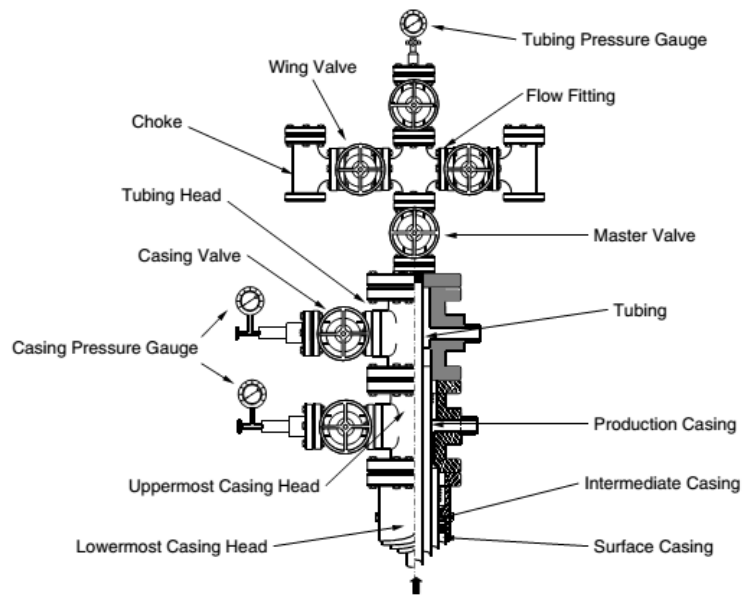
3.3 *Surface Facility*

Surface Facility adalah peralatan produksi yang terdiri dari *wellhead*, *manifold*, separator dan tangki pengumpul serta pompa bila diperlukan. Menurut fungsinya *Surface Facility* berfungsi sebagai media pengangkat, pemisah, dan penimbun maka dapat dipengaruhi oleh kondisi permukaan yang relatif datar untuk memperoleh efisiensi atau untuk mengurangi *pressure drop* (kehilangan tekanan akibat elevasi). Selain itu sifat fasa, komposisi kimia, tekanan dan temperatur fluida *reservoir*, besarnya cadangan, laju produksi sangat menentukan didalam perencanaan *Surface Facility*.

3.3.1 Sumur Produksi

a. *Wellhead*

Wellhead merupakan peralatan sumur di permukaan yang terbuat dari besi baja membentuk suatu sistem *seal*/penyekat untuk menahan semburan atau kebocoran fluida sumur ke permukaan yang tersusun atas *casing head (casing hanger)* dan *tubing head (tubing hanger)*. *Wellhead* dirancang agar dapat mengakomodasi dan menghubungkan dengan alat pengontrol aliran fluida dari dan ke dalam sumur.



Gambar 3.3 Wellhead

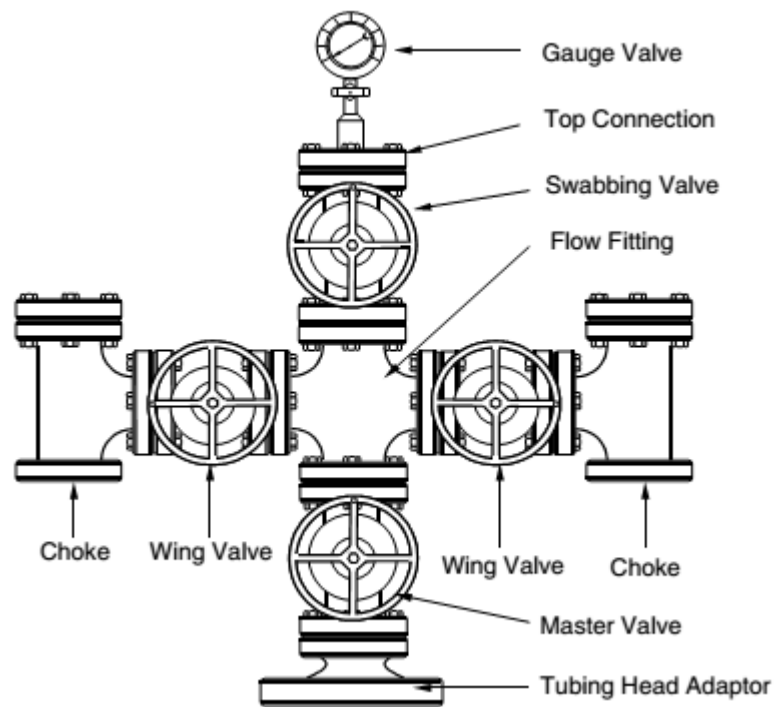
(Arnold K, 2008)

Fungsi *Wellhead* adalah:

- Sebagai kepala sumur
- Tempat menggantungkan *Casing & Tubing*
- Tempat kedudukan *BOP Stack (While Drilling & Workover)*
- Tempat kedudukan *X-mastree*
- Tempat mengalirkan injeksi gas.
- Tempat kedudukan *Snubbing Unit*.

b. *X-masstree*

Merupakan susunan kerangan (*valve*) yang berfungsi sebagai pengamanan dan pengatur aliran produksi di permukaan



Gambar 3.4 X-masstree

(Arnold K, 2008)

Fungsi dari *X-masstree* adalah :

- Menyalurkan hasil produksi sumur.
- Mengatur hasil produksi sumur.
- Mengukur tekanan sumur.

c. *Pipe Line / Flow Line*

Pipe Line atau bisa juga disebut *flow line* adalah jalur alir fluida atau mengalirkan fluida dari sumur ke tanki



Gambar 3.5 Pipeline/Flowline
(Havard Devold, 2013)

3.3.2 Manifold

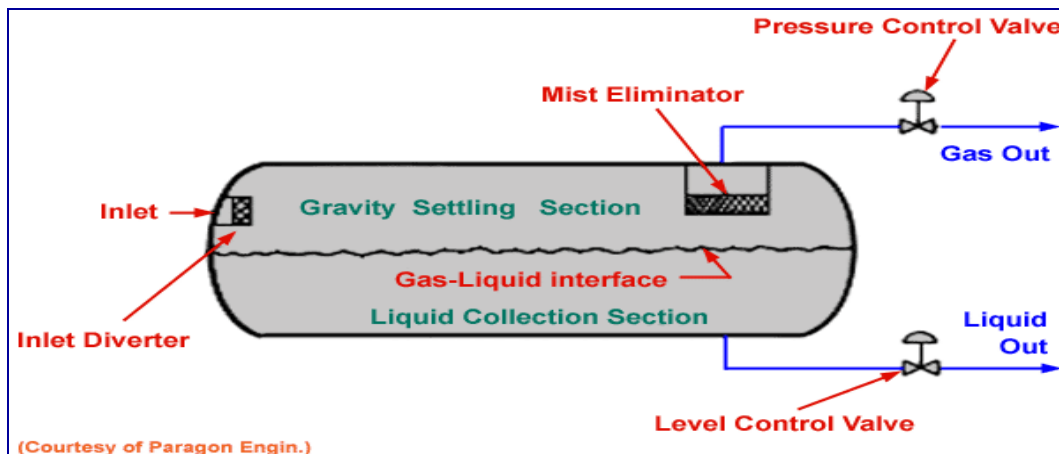
Manifold adalah sekumpulan pipa salur atau *choke* yang bertujuan untuk mengatur jalannya laju produksi dan pengetesan dari masing-masing sumur ke separator. Macam-macam sumur (kapasitas produksi, tekanan, GOR, ada tidaknya kandungan material, sifat fisik dan kimia fluida pada sumur) berbeda-beda.



Gambar 3.6 Manifold
(Havard Devold, 2013)

3.3.3 Separator

Separator adalah tabung bertekanan yang digunakan untuk memisahkan fluida sumur menjadi liquid, minyak dan gas (tiga fasa) atau liquid dan gas (dua fasa).



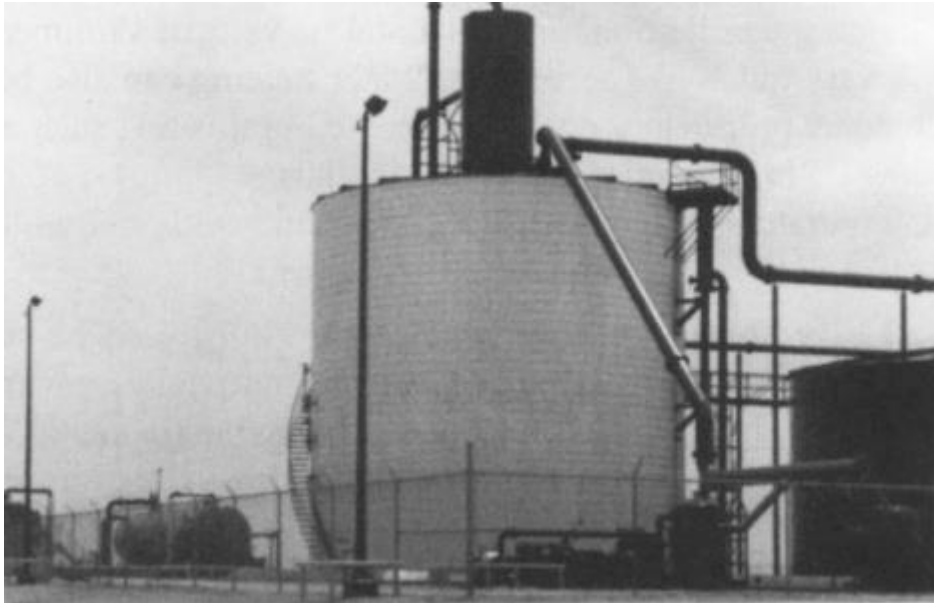
Gambar 3.7 Separator

(Arnold K, 2008)

3.3.4 Oil Storage

Setelah fluida reservoir dipisahkan, minyak hasil pemisahan diharapkan hanya mengandung air / solid sangat kecil ($< 0,2\%$) dialirkan ke penampungan sementara di dalam kompleks block station kemudian melalui sistem pipa dialirkan ke pusat penampungan/penimbum (PPM) untuk kemudian dipersiapkan akan dikirim ke refinery unit, gas plant pada jadwal yang sudah ditentukan melalui sale-line.

Adapun test tank yang berfungsi sebagai tangki pengukur jumlah produksi dari satu atau beberapa sumur.



Gambar 3.8 Oil Storage
(Arnold K, 2008)

BAB IV

PERHITUNGAN DAN ANALISA DATA

4.1. Evaluasi Data Lapangan

Adapun data yang diperlukan dalam tabel yang memperlihatkan data untuk diolah:

Tabel 4.1. Data Properti Sumur

Profil	Well 1	Well 2	Well 3	Satuan
Nama Sumur	MBA*	MBB*	MBC*	
Tipe Sumur	Vertikal	Vertikal	Vertikal	
Zona Produksi	C-91*	C-92*	C-93*	
Formasi	Tuban	Tuban	Tuban	
Awal Produksi	19/6/2017	19/6/2017	19/6/2017	
Kedalaman Sumur	8045	8044	8330	Ft
Kedalaman Akhir Tubing	7834	6000	5000	Ft
Tubing ID	3.92	4	3.5	In
Temperatur	262	262	262	°f

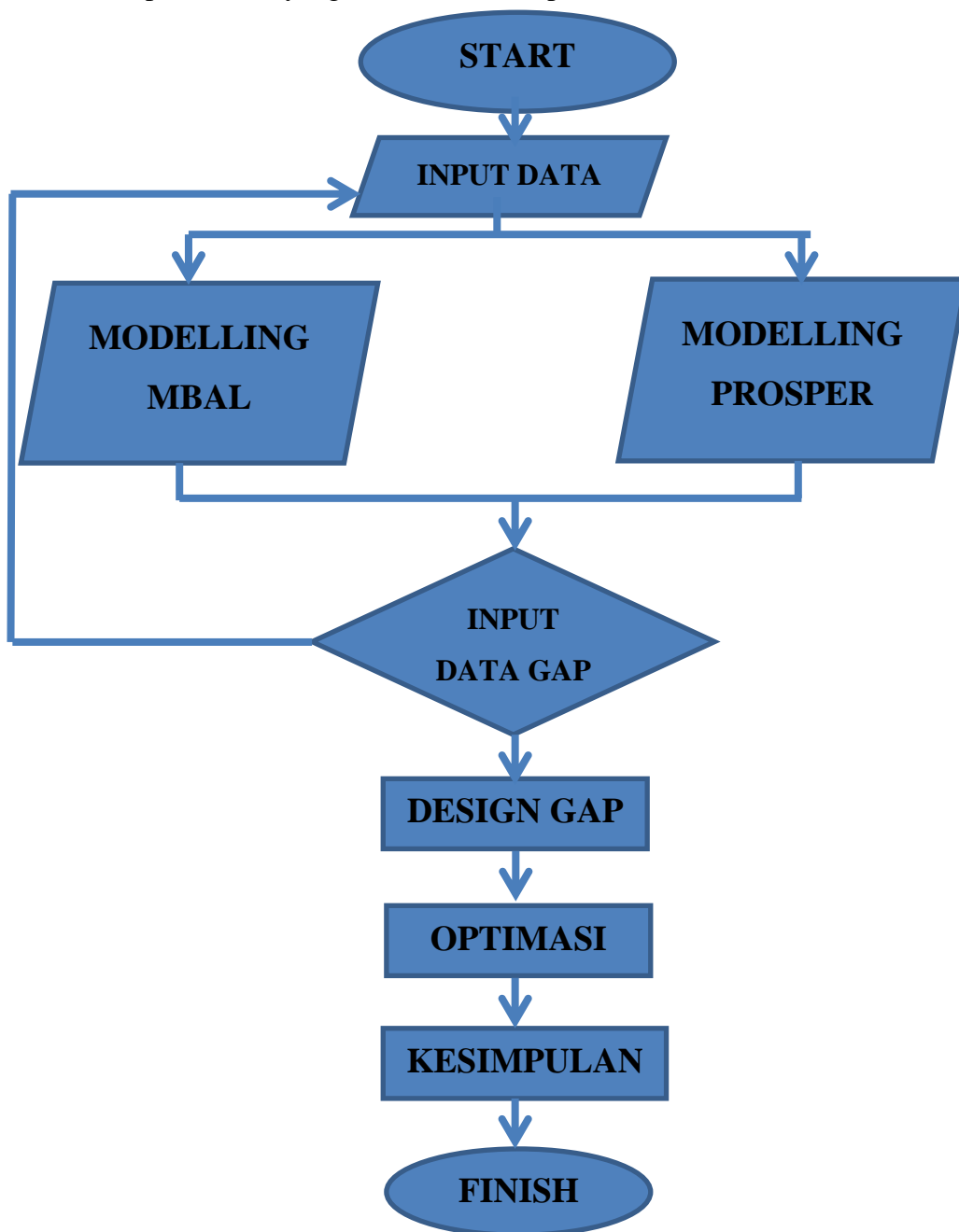
Tabel 4.2. Data Properti Fluida

Profil	Well 1	Well 2	Well 3	Satuan
Tekanan <i>Reservoir</i>	2628	2628	2628	Psi
q Fluid	1224.1	784.2	600.4	Bpd
q Oil	1215.6	778.7	596.1	Bopd
q Water	8.6	5.5	4.2	Bwpd
Water Cut	0.7	0.7	0.7	%
API	40.3	40.3	40.3	
SG gas	0.75	0.75	0.75	
SG oil	40.3	40.3	40.3	
GOR	524	524	524	scf/stb
Pwf	1027	1614	947.3	Psig
Pb	2405	2405	2405	Psi

*bukan nama sebenarnya

4.2. Flowchart Analisa Data

Flowchart memperlihatkan bagaimana data yang akan diolah. Untuk Membuat analisa performa tekanan separator, sebelumnya diperlukan suatu modeling kondisi reservoir dan sumur kemudian dirancang perencanaan *surface facility*. Pemodelan dibuat dengan menggunakan software MBAL, PROSPER dan GAP. Dari pemodelan yang dibuat akan didapatkan:



Gambar 4.1. Flowchart – Pemodelan sumur dan perancangan *surface facility*

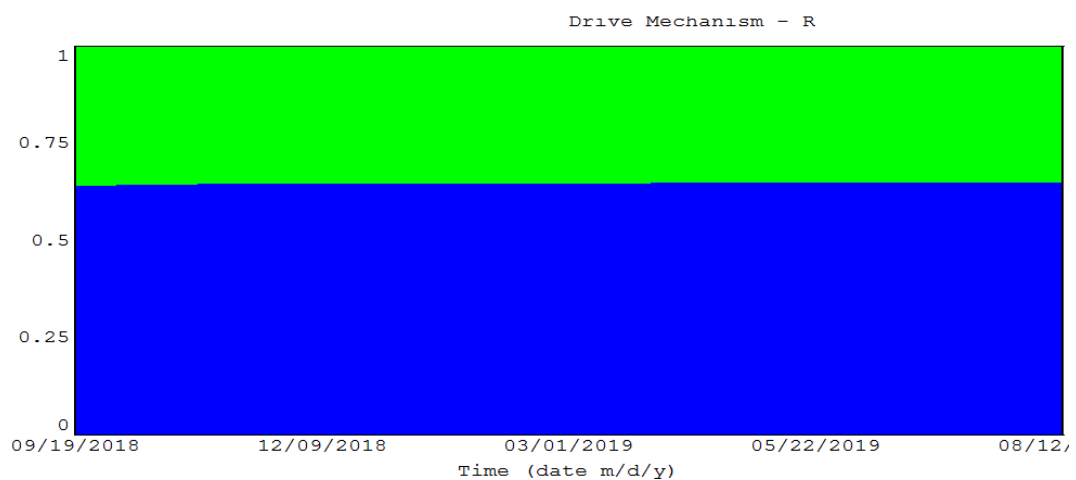
4.3. Pemodelan Sumur Lapangan RC menggunakan MBAL

Sebelum melakukan analisa tekanan separator pada lapangan RC dengan software GAP maka perlu dilakukan modeling sumur lapangan RC menggunakan MBAL. Maksud dari pemodelan sumur adalah menguji data yang digunakan penulis sekaligus memodelkan secara teori dan perhitungan dan hasilnya dibandingkan dengan reservoir actual/nyata, penulis menggunakan data tersebut untuk melakukan pemodelan, berikut penjabarannya.

Tabel 4.3. Data fluida dan data tank

GOR	524	scf/STB
Oil Gravity	40.3	API
Gas Gravity	0.75	sp. gravity
Temperature	262	deg F
Pressure	2628	psig
Porosity	0.43	fraction
Connate Water Saturation	0.53	fraction

Dari perhitungan data di atas, didapat hasil untuk jenis *drive mechanism* dari pemodelan reservoir pada lapangan “RC” yang akan ditunjukkan pada gambar 4.2, sebagai berikut:



Gambar 4.2. Drive Mechanism

Dari gambar 4.2, bisa diketahui bahwa *drive mechanism* pada lapangan RC merupakan solution gas drive karena banyaknya gas yang berekspansi sehingga gas tersebutlah yang akan mendorong minyak.

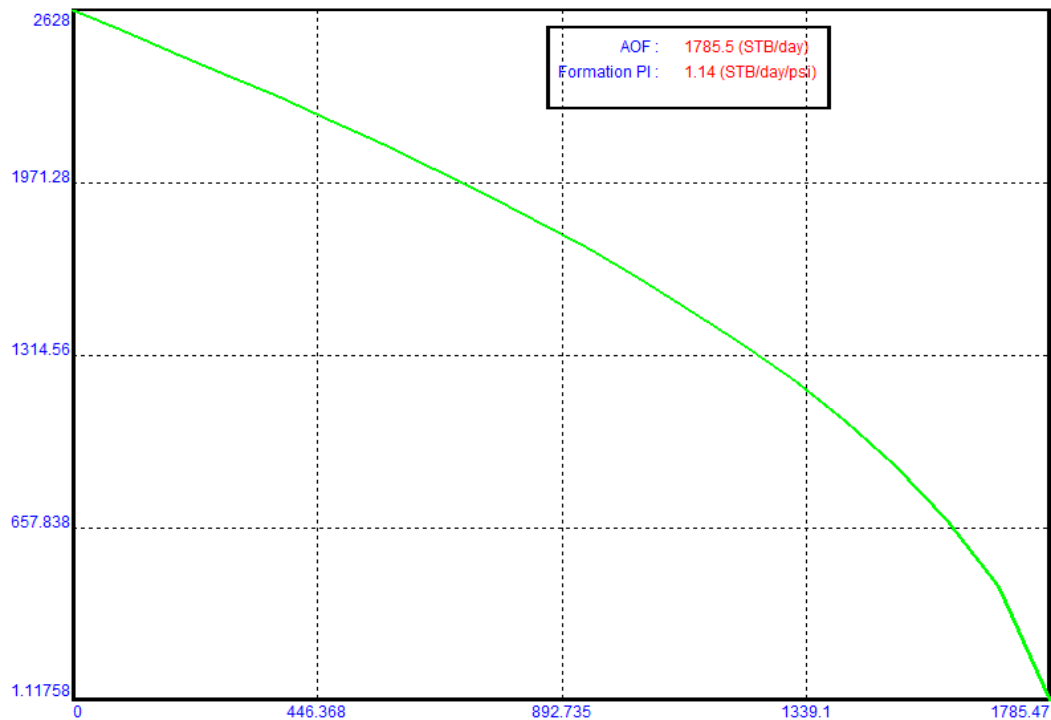
4.4. Pemodelan Sumur Lapangan RC menggunakan PROSPER

Selanjutnya, sebelum melakukan analisa tekanan separator pada lapangan RC dengan GAP maka perlu dilakukan modeling sumur lapangan RC menggunakan PROSPER.

4.4.1. Konstruksi Kurva IPR

Konstruksi Kurva IPR Dengan Metode *Vogel* dari data divalidasi dengan menggunakan *software* PROSPER. Konstruksi Kurva IPR menggunakan kolerasi *vogel* karena alirannya 2 fasa dan *water cut* nya tidak terlalu tinggi.

4.4.1.1. Konstruksi kurva IPR Well MBA



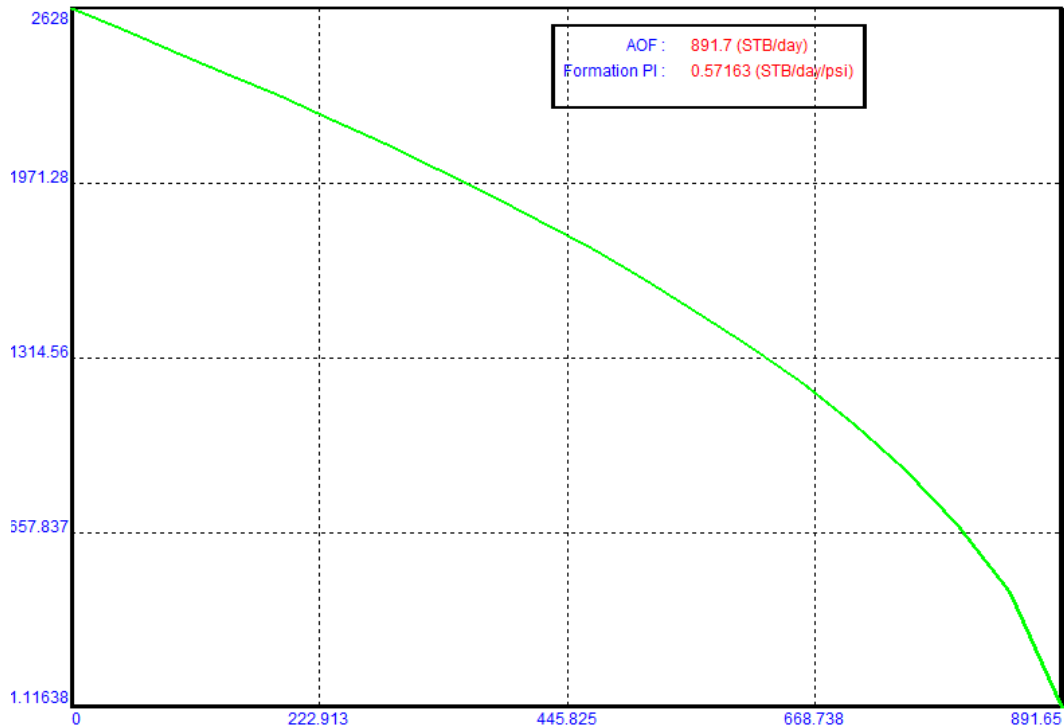
Gambar 4.3 kurva IPR pada sumur MBA

Tabel 4.4. Data IPR *pressure* sumur MBA

Liquid Rate STB/day	Oil Rate STB/day	VLP Pressure psig	IPR Pressure Psig
1.78547	1.77297	2933.05	2626.44
95.5885	94.9194	2601.3	2544.49
189.392	188.066	2024.41	2462.5
283.195	281.212	1746.14	2380.48
376.998	374.359	1577.36	2296.48
470.801	467.505	1488.58	2209.69
564.604	560.652	1426.53	2119.81
658.407	653.798	1383.2	2026.48
752.21	746.944	1356.9	1929.26
846.013	840.091	1343.29	1827.63
939.816	933.237	1346.8	1720.92
1033.62	1026.38	1350.38	1608.27
1127.42	1119.53	1351.88	1488.57
1221.23	1212.68	1355.83	1360.27
1351.03	1305.82	1359.89	1221.2
1408.83	1398.97	1364.35	1068.07
1502.63	1492.12	1368.96	895.448
1596.44	1585.26	1373.67	693.169
1690.24	1678.41	1377.05	436.959
1784.04	1771.56	1328.08	12.0831

Didapatkan hasil Q_{max} sebesar 1785.5 STB/day dan nilai PI sebesar 1.14 STB/day/psi untuk well MBA.

4.4.1.2. Konstruksi Kurva IPR Well MBB



Gambar 4.4. Kurva IPR pada sumur MBB

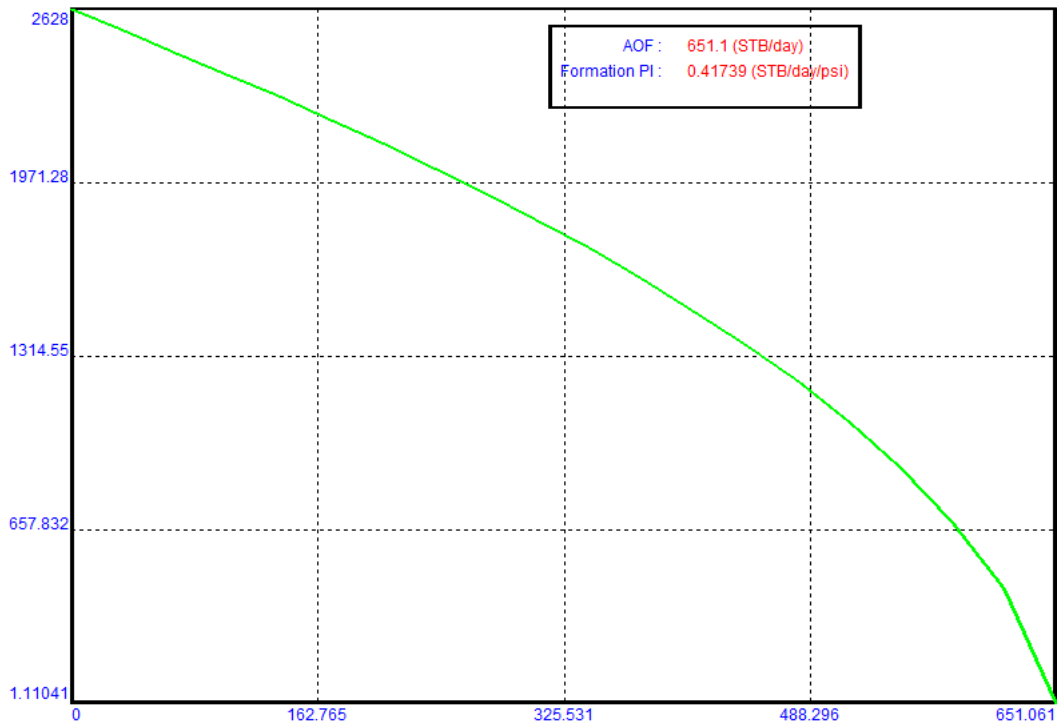
Tabel 4.5. Data IPR *pressure* sumur MBB

Liquid Rate STB/day	Oil Rate STB/day	VLP Pressure psig	IPR Pressure Psig
0.89165	0.88541	2154.33	2626.44
47.7362	47.402	2034.47	2544.49
94.5807	93.9187	1683.5	2462.54
141.425	140.435	1384.94	2380.48
188.27	186.952	1148.01	2296.48
235.114	233.469	1023.76	2209.69
281.959	279.985	900.109	2119.81
328.803	326.502	833.372	2026.48
375.648	373.018	782.72	1929.26
422.493	419.535	760.156	1827.63
469.337	466.052	733.228	1720.92
516.182	512.568	732.872	1608.27
563.026	559.085	736.297	1488.57
609.871	605.602	737.033	1360.27

656.715	652.118	740.904	1221.2
703.56	698.635	744.729	1068.07
750.404	745.152	748.393	895.449
797.249	791.668	749.843	693.17
844.093	838.185	753.514	436.96
890.938	884.701	757.058	12.0824

Didapatkan hasil Q_{max} sebesar 891.7 STB/day dan nilai PI sebesar 0.57163 STB/day/psi untuk well MBB.

4.4.1.3. Konstruksi Kurva IPR Well MBC



Gambar 4.5. Kurva IPR sumur MBC

Tabel 4.6. Data IPR *pressure* sumur MBC

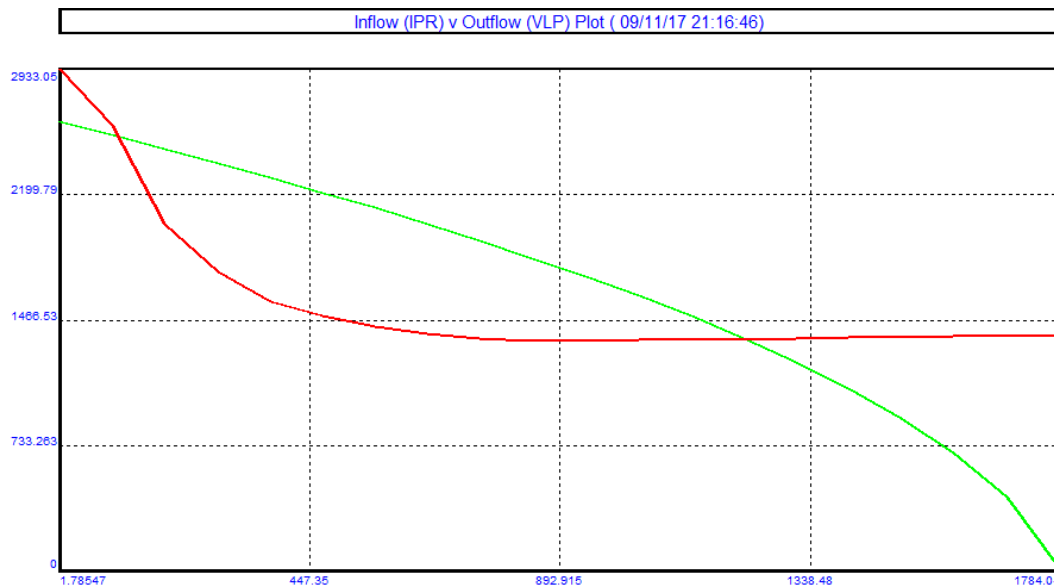
Liquid Rate STB/day	Oil Rate STB/day	VLP Pressure psig	IPR Pressure Psig
0.65106	0.6465	1669.18	2626.44
34.8558	34.6118	1581.83	2544.49
69.0605	68.5771	1212.29	2462.54
103.265	102.542	946.522	2380.48

137.47	136.508	747.417	2296.48
171.675	170.473	629.597	2209.69
205.88	204.438	566.607	2119.81
240.084	238.404	526.848	2026.48
274.289	272.369	526.417	1929.26
308.494	306.334	527.132	1827.63
342.698	340.3	528.715	1720.92
376.903	374.265	533.376	1608.27
411.108	408.23	535.51	1488.57
445.313	442.196	539.967	1360.27
479.517	476.161	544.278	1221.2
513.722	510.126	548.392	1068.06
547.927	544.091	550.56	895.447
582.131	578.057	554.622	693.168
616.336	612.022	558.507	436.958
650.514	645.987	562.234	12.0768

Didapatkan hasil Q_{max} sebesar 651.1 STB/day dan nilai PI sebesar 0.41739 STB/day/psi untuk well MBC.

4.4.2. Modeling dengan PROSPER

4.4.2.1. IPR dan OPR sumur MBA



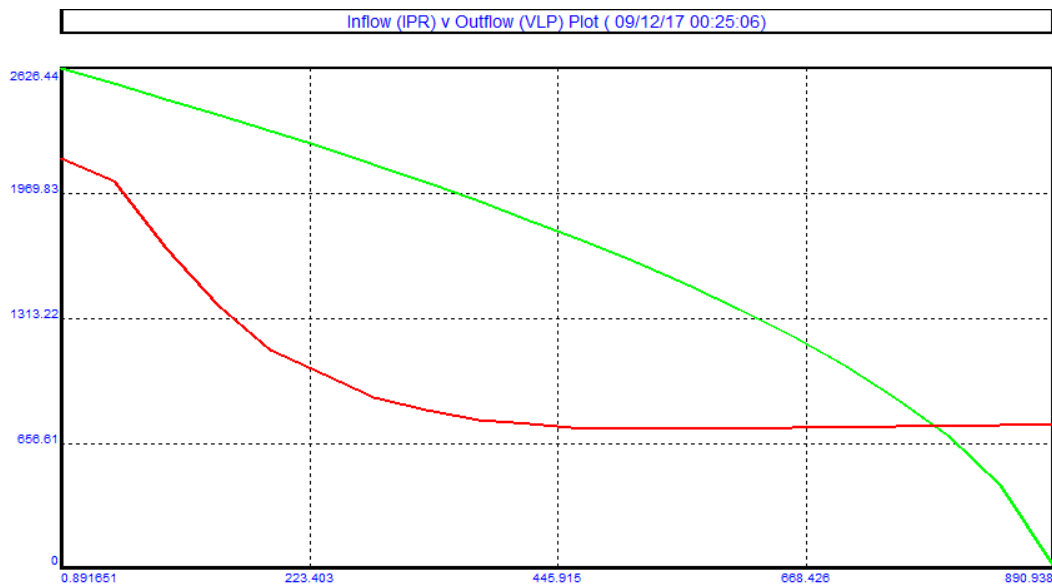
Gambar 4.6. Kurva IPR dan OPR sumur MBA

Didapatkan hasil:

Tabel 4.7. Data properti sumur MBA

Liquid Rate	1224.1	STB/day
Gas rate	0.63695	MMscf/day
Oil Rate	1215.6	STB/day
Water Rate	8.6	STB/day
Solution Node Pressure	1355.96	Psig
Well Head Pressure	150	Psig
Wellhead Temperature	104.09	deg F

4.4.2.2. IPR dan OPR sumur MBB



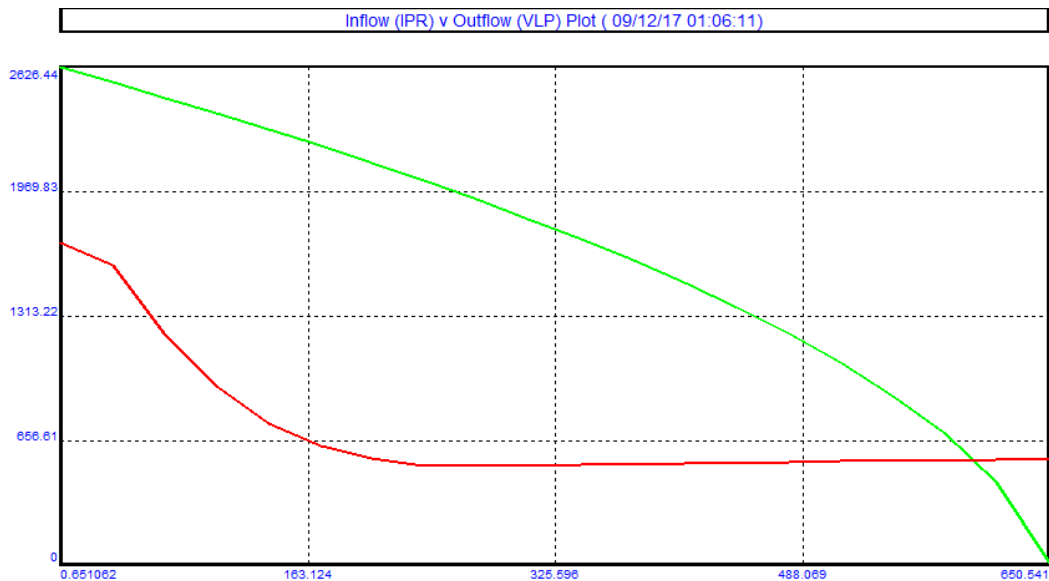
Gambar 4.7. Kurva IPR dan OPR sumur MBB

Didapatkan hasil:

Tabel 4.8. Data properti sumur MBB

Liquid Rate	784.2	STB/day
Gas rate	0.40805	MMscf/day
Oil Rate	778.7	STB/day
Water Rate	5.5	STB/day
Solution Node Pressure	749.44	Psig
Well Head Pressure	100	Psig
Wellhead Temperature	95.22	deg F

4.4.2.3. IPR dan OPR sumur MBC



Gambar 4.8. Kurva IPR dan OPR sumur MBC

Didapatkan hasil:

Tabel 4.9. Data properti sumur MBC

Liquid Rate	600.4	STB/day
Gas rate	0.31238	MMscf/day
Oil Rate	596.1	STB/day
Water Rate	4.2	STB/day
Solution Node Pressure	556.69	Psig
Well Head Pressure	100	Psig
Wellhead Temperature	100.41	deg F

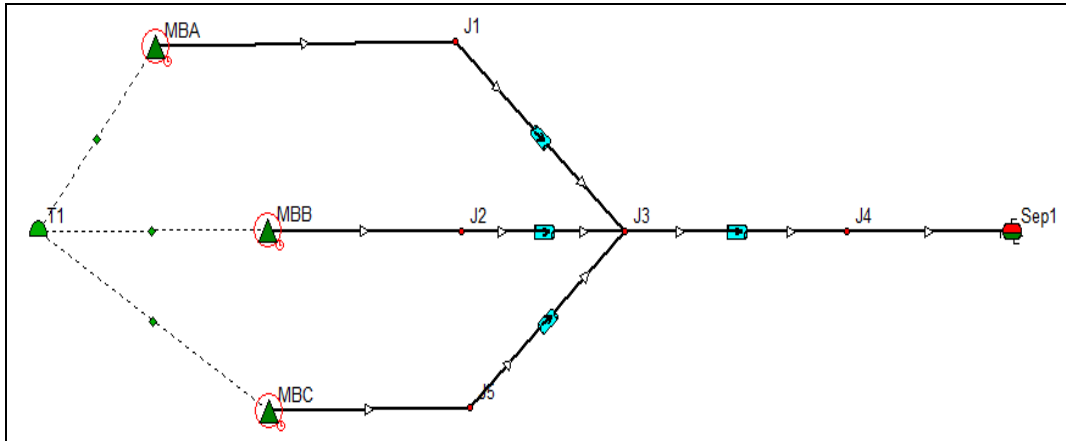
4.5. Desain dan Optimasi *Surface Facility* Menggunakan GAP

Setelah selesai melakukan pemodelan, selanjutnya dilakukan perancangan *Surface Facility* dan optimasi atau prediksi untuk lapangan RC dengan melakukan sensitivitas tekanan separator, Dilakukan kenaikan tekanan separator sebesar 50 psi, 100 kpsi, 150 psi dan 200 psi pada lapangan RC.

4.5.1. *Surface Facility* pada lapangan RC

Adapun langkah-langkah dalam perancangan *surface facility* pada lapangan “RC” adlah sebagai berikut:

Pertama, buatlah susunan seperti di bawah ini:



Gambar 4.9. Design Surface Facility menggunakan GAP

Gambar diatas merupakan rencana *design* untuk lapangan “RC” yang terdiri dari T1, dimana data yang di input di T1 merupakan data dari MBAL, sebagai berikut:

Model	Type	PVT Model
Material Balance	Oil	Black Oil
MBAL File		
E:\ROSSA PENTING\ROSSA PENTING\HASIL IPM\MBAL\rossa mbal ta aquifer.mbi		Valid Browse

Gambar 4.10. Input Data MBAL

Selanjutnya lakukan input data pada sumur MBA, MBB, dan MBC dimana data yang diinput berdasarkan hasil dari PROSPER, sebagai berikut:

Label	Name	Mask
MBA		Included in system
Comments		
Well Type	Model	Rate Model
Oil Producer (No lift)	VLP / IPR intersection	Use volumes
PROSPER File		
E:\ROSSA PENTING\ROSSA PENTING\HASIL IPM\PROSPER\ROSSA BARU LA		Valid Browse

Gambar 4.11. Input data PROSPER pada sumur MBA

Label	Name	Mask
MBB		Included in system
Comments		
Well Type	Model	Rate Model
Oil Producer (No lift)	VLP / IPR intersection	Use volumes
PROSPER File		
E:\ROSSA PENTING\ROSSA PENTING\HASIL IPM\PROSPER\ROSSA PROSPEI		Valid Browse

Gambar 4.12. Input data PROSPER pada sumur MBB

Label	Name	Mask
MBC		Included in system
Comments		
Well Type	Model	Rate Model
Oil Producer (No lift)	VLP / IPR intersection	Use volumes
PROSPER File		
E:\ROSSA PENTING\ROSSA PENTING\HASIL IPM\PROSPER\ROSSA PROSPEI		Valid Browse

Gambar 4.13. Input data PROSPER pada sumur MBC

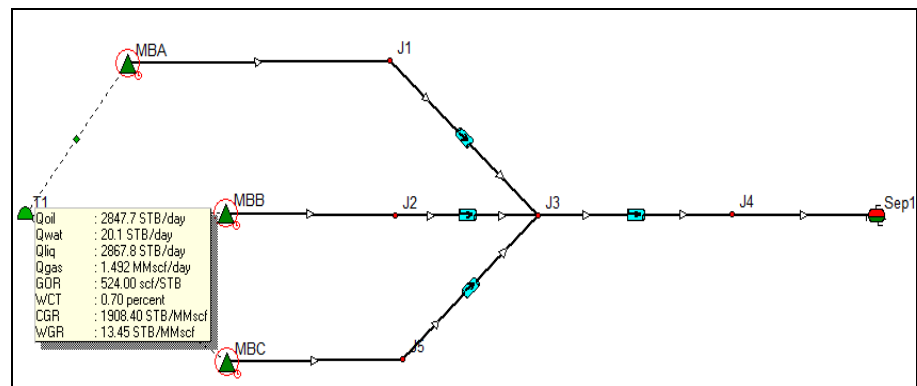
Setelah semua data di input kemudian dilakukan penghitungan sesuai dengan tekanan separator yang diinginkan.

4.5.2. Optimasi lapangan RC dengan sensitivitas Tekanan Separator

4.5.2.1. Tekanan Separator 50 psi

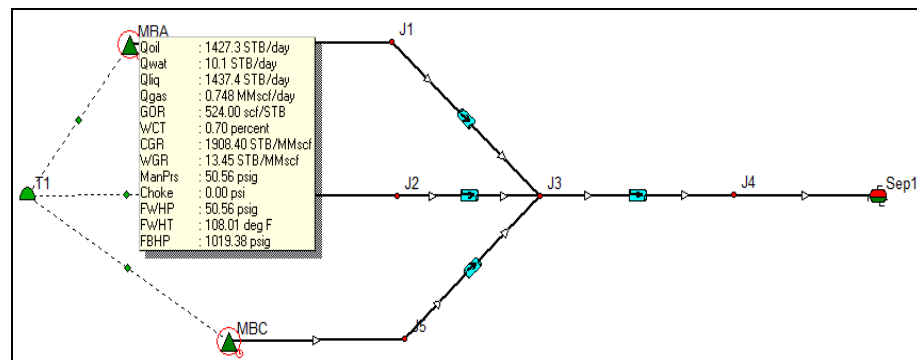
Berikut liquid rate yang dihasilkan pada tekanan separator 50 psi:

a. *Liquid Rate di Reservoir*



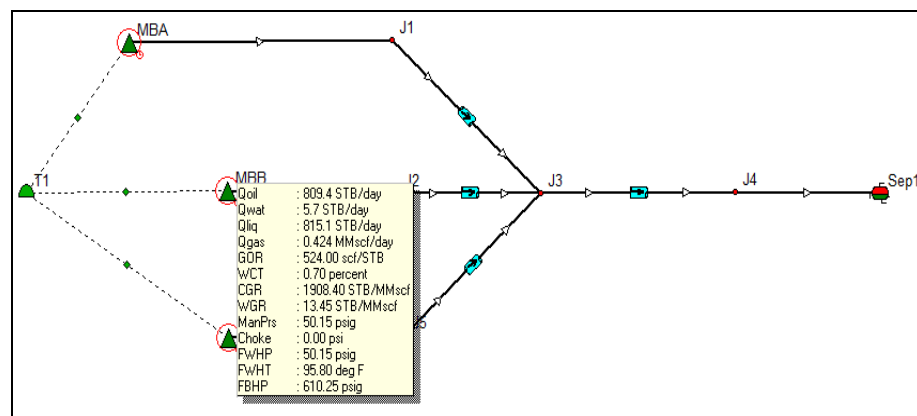
Gambar 4.14. *Liquid Rate di reservoir*

b. *Liquid Rate di Sumur MBA*



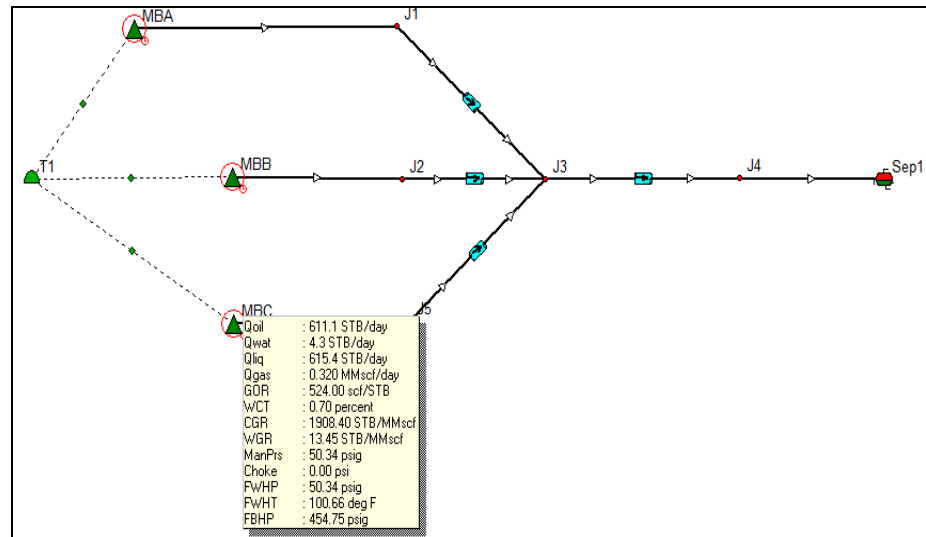
Gambar 4.15. *Liquid Rate pada sumur MBA*

c. *Liquid Rate di sumur MBB*



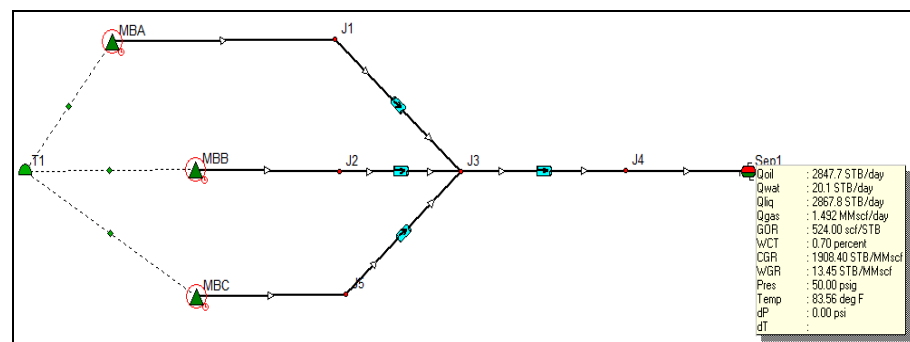
Gambar 4.16. *Liquid Rate di sumur MBB*

d. *Liquid Rate di sumur MBC*



Gambar 4.17. *Liquid Rate di sumur MBC*

e. *Liquid Rate di Separator*

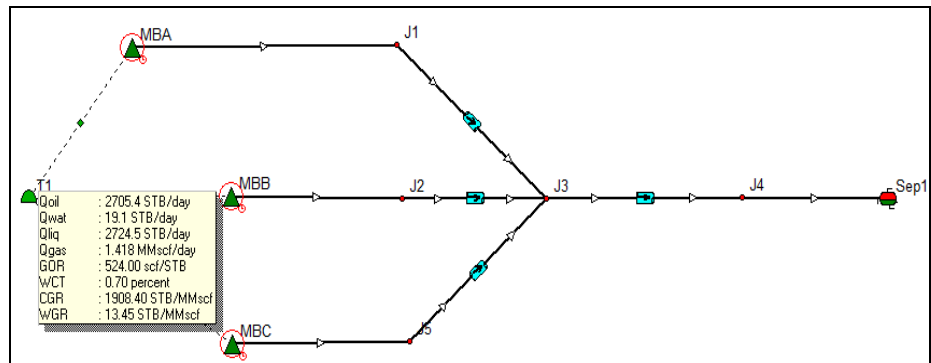


Gambar 4.18. *Liquid Rate di Separator*

Didapatkan hasil Q liquid yang sama di reservoir dan di separator yaitu 2847.7 STB/day dengan Q liquid dari masing-masing sumur adalah MBA = 1427.3 STB/day, MBB = 809.4 STB/day dan MBC = 611.1 STB/day.

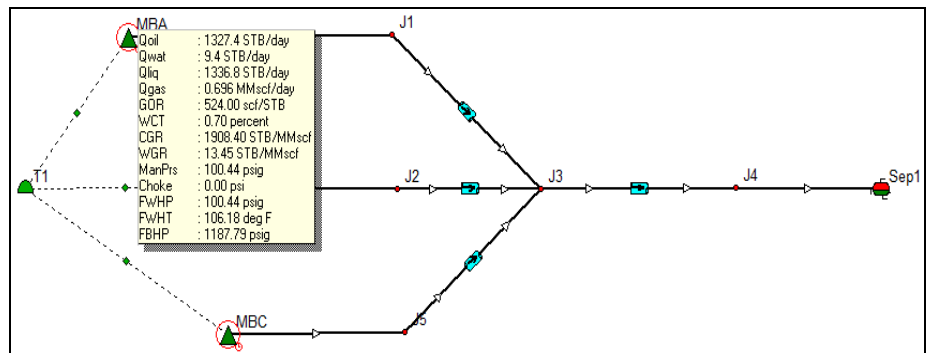
4.5.2.2. **Tekanan Separator 100 psi**

a. *Liquid Rate di Reservoir*



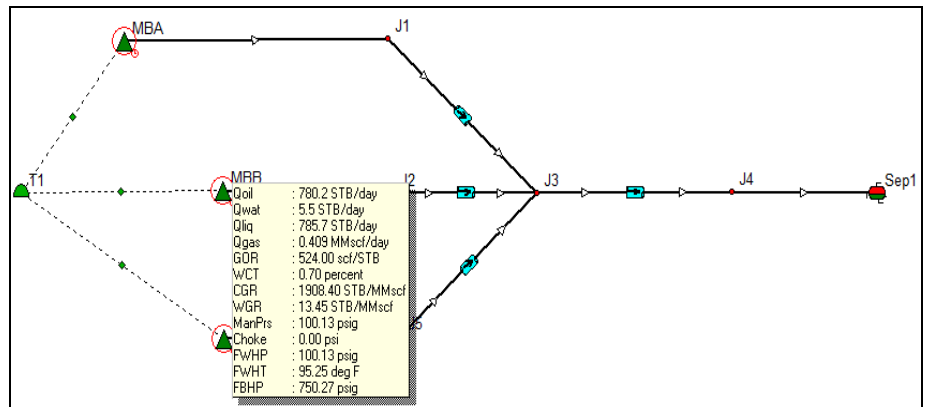
Gambar 4.19. Liquid Rate di reservoir

b. Liquid Rate di Sumur MBA



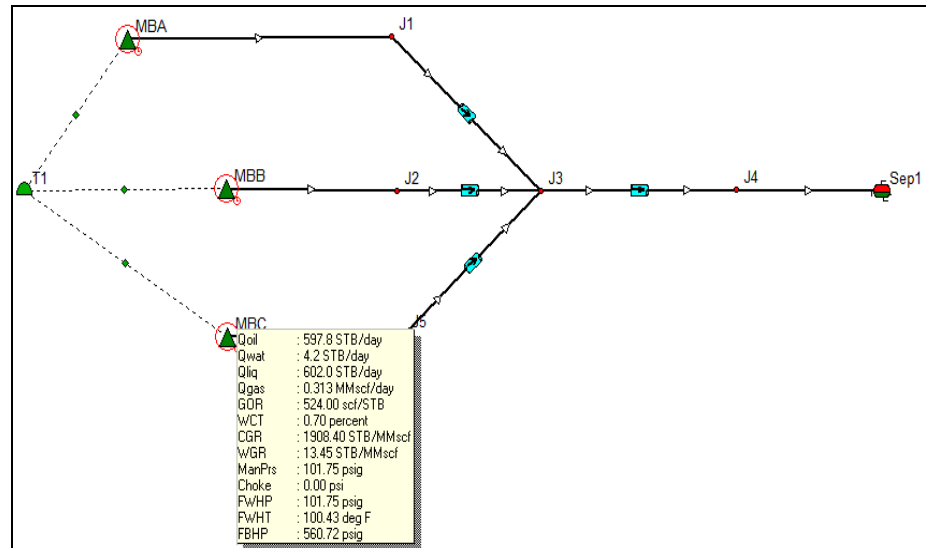
Gambar 4.20. Liquid Rate pada sumur MBA

c. Liquid Rate di sumur MBB



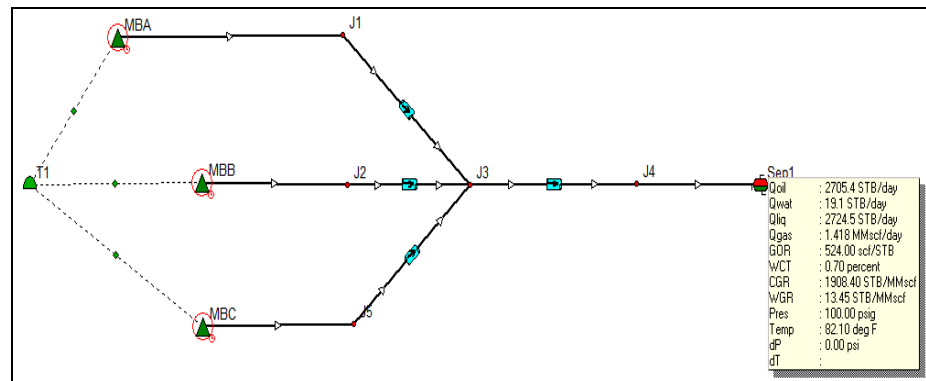
Gambar 4.21. Liquid Rate di sumur MBB

d. *Liquid Rate* di sumur MBC



Gambar 4.22. *Liquid Rate* di sumur MBC

e. *Liquid Rate* di Separator

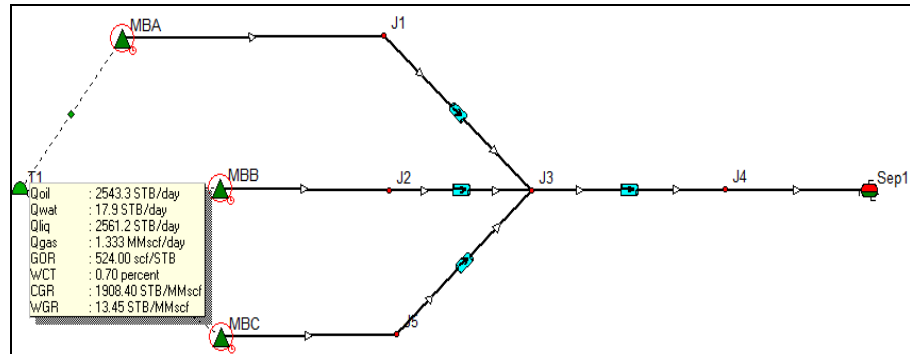


Gambar 4.23. *Liquid Rate* di Separator

Didapatkan hasil Q liquid yang sama di reservoir dan di separator yaitu 2705.4 STB/day dengan Q liquid dari masing-masing sumur adalah $MBA = 1327.4$ STB/day, $MBB = 780.2$ STB/day dan $MBC = 597.8$ STB/day.

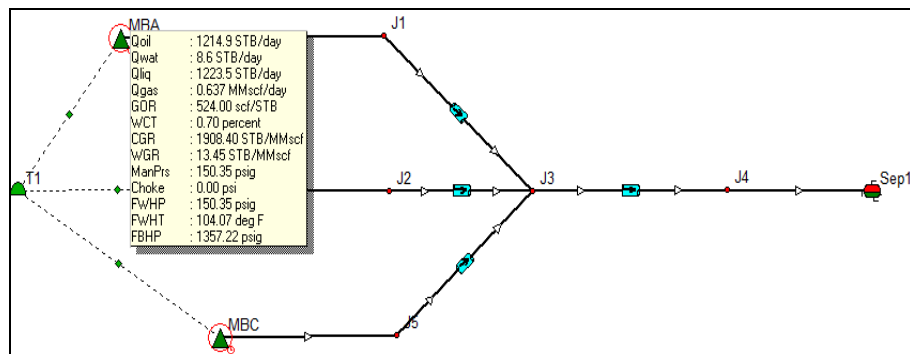
4.5.2.3. Tekanan Separator 150 psi

a. *Liquid Rate di Reservoir*



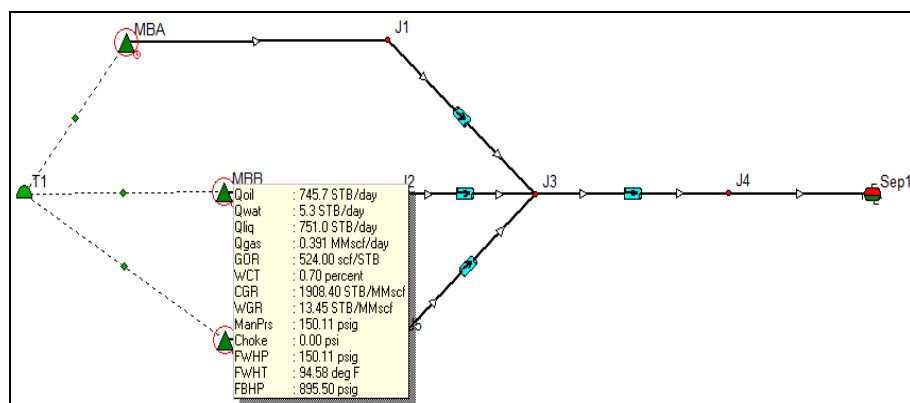
Gambar 4.24. *Liquid Rate di reservoir*

b. *Liquid Rate di Sumur MBA*



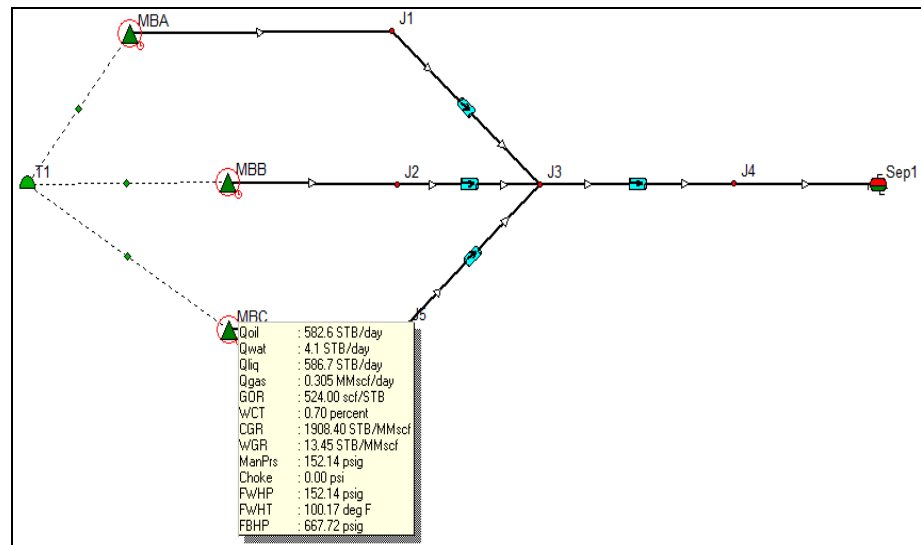
Gambar 4.25. *Liquid Rate pada sumur MBA*

c. *Liquid Rate di sumur MBB*



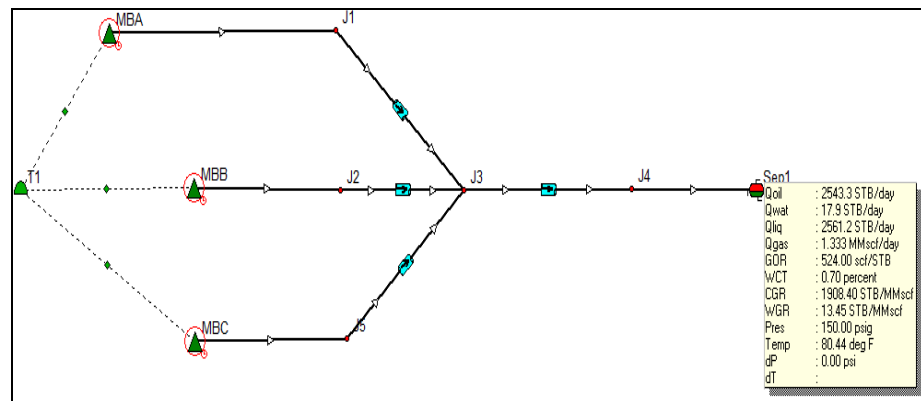
Gambar 4.26. *Liquid Rate di sumur MBB*

d. *Liquid Rate* di sumur MBC



Gambar 4.27. *Liquid Rate* di sumur MBC

e. *Liquid Rate* di Separator

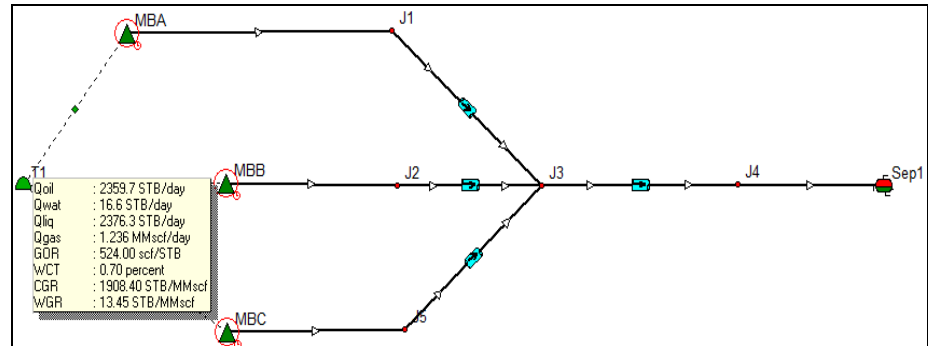


Gambar 4.28. *Liquid Rate* di Separator

Didapatkan hasil Q liquid yang sama di reservoir dan di separator yaitu 2543.3 STB/day dengan Q liquid dari masing-masing sumur adalah $MBA = 1214.9$ STB/day, $MBB = 745.7$ STB/day dan $MBC = 582.6$ STB/day.

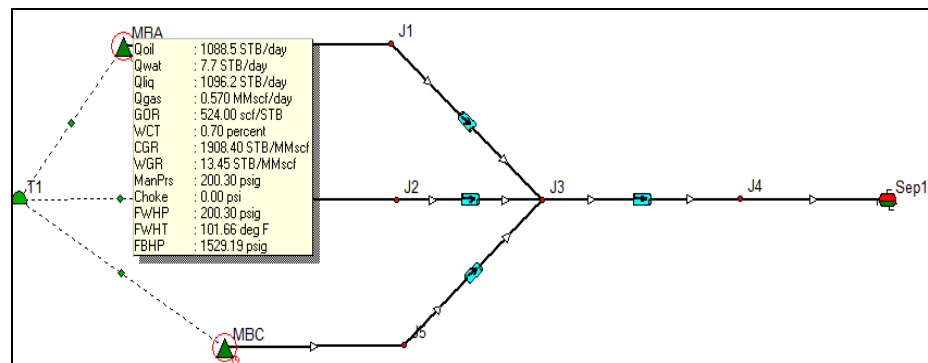
4.5.2.4. Tekanan Separator 200 psi

a. *Liquid Rate di Reservoir*



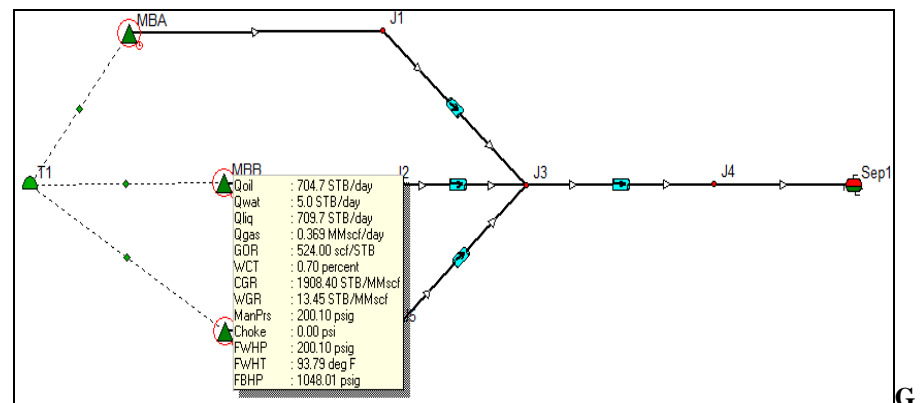
Gambar 4.29. *Liquid Rate di reservoir*

b. *Liquid Rate di Sumur MBA*



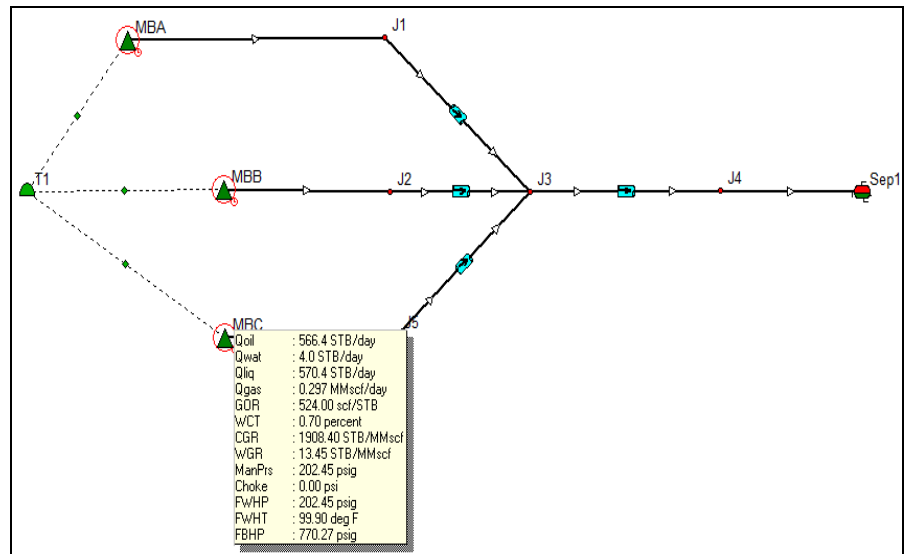
Gambar 4.30. *Liquid Rate pada sumur MBA*

c. *Liquid Rate di sumur MBB*



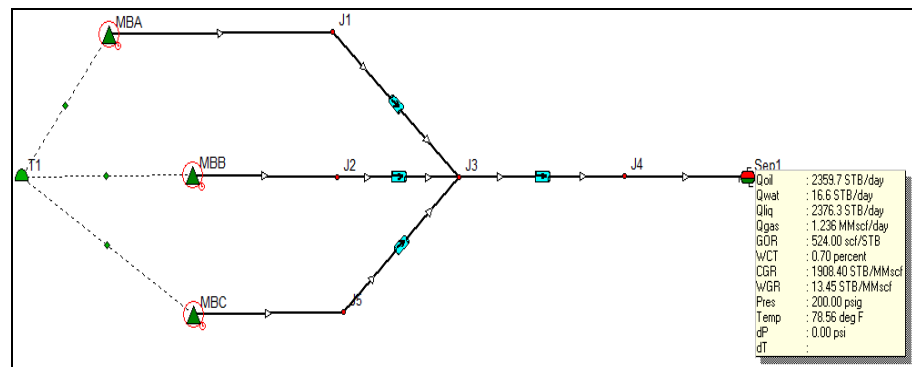
Gambar 4.31. *Liquid Rate di sumur MBB*

d. *Liquid Rate di sumur MBC*



Gambar 4.32. *Liquid Rate di sumur MBC*

e. *Liquid Rate di Separator*



Gambar 4.33. *Liquid Rate di Separator*

Didapatkan hasil Q liquid yang sama di reservoir dan di separator yaitu 2359.7 STB/day dengan Q liquid dari masing-masing sumur adalah MBA = 1088.5 STB/day, MBB = 704.7 STB/day dan MBC = 566.4 STB/day.

4.5.3. Perbandingan Hasil Optimasi Lapangan RC

Tabel 4.10. Perbandingan Hasil Optimasi

	Awal	50Psi	100psi	150Psi	200Psi
Qliq (STB/day)	2608.7	2867.8	2724.5	2561.2	2376.3
Qoil (STB/day)	2590.4	2847.7	2705.4	2543.3	2359.7
Qwater (STB/day)	18.3	20.1	19.1	17.9	16.6
Qgas (MMscf/day)	1.35738	1.492	1.418	1.333	1.236

BAB V

PEMBAHASAN

Setelah melewati tahap eksplorasi dan diperkirakan adanya hidrokarbon pada suatu lapangan, maka pada lapangan tersebut akan dilakukan tahap eksploitasi. Tetapi untuk mengefektifkan waktu, peralatan serta biaya yang akan dikeluarkan terlebih dahulu harus dilakukan pemodelan terhadap *reservoir* yang akan di eksploitasi kemudian dilakukan pemodelan terhadap sumur yang akan dibuat baik dari segi kedalaman sumur, arah sumur dll.

Selain pemodelan *reservoir* dan pemodelan sumur, yang harus dilakukan juga yaitu perencanaan *surface facility* dimana dalam perencanaan *surface facility* ini kita dapat memperkirakan peralatan apa yang akan digunakan serta dibutuhkan dalam tahap eksploitasi yang akan dilakukan dengan melihat dari berbagai aspek seperti jenis fluida yang akan diproduksi, banyaknya sumur yang akan dibuat dll.

Lokasi penelitian terletak di Cekungan Jawa Timur Utara, secara fisiografi yang terletak diantara pantai Laut Jawa dan sederetan gunung api yang berarah Barat-Timur disebelah selatannya. Cekungan ini terdiri dari dua buah pegunungan yang berjalan sejajar dengan arah Barat-Timur dan dipisahkan oleh suatu depresi diantaranya.

Lapangan “RC” merupakan lapangan yang terdiri dari sumur MBA , MBB, dan MBC. Sumur MBA, MBB, dan MBC merupakan sumur vertikal yang bertenaga pendorong alami (*natural flow*). Sebelum merancang *surface facility*, kita akan membuat modeling sumur MBA, MBB, dan MBC menggunakan *software* MBAL dan PROPSER kemudian selanjutnya akan dibuat rancangan *surface facility* menggunakan *software* GAP dan digunakan sensitivitas tekanan separator untuk dianalisa optimasi dan pengaruhnya terhadap produksi minyak di lapangan “RC”.

Lapangan “RC” sendiri mempunyai OOIP sebesar 5.6 MMSTB. Untuk kedalaman sumur, Sumur MBA 8045 ft, MBB 8044 ft dan MBC 8330 ft dengan tekanan reservoir sebesar 2628 psi dan temperature reservoir sebesar 262° F. Dari

hasil MBAL dapat diketahui bahwa *drive mechanism* yang cocok dari lapangan “RC” merupakan *water drive*.

Selanjutnya dari modeling sumur menggunakan PROSPER, hasil yang didapatkan adalah kurva IPR yang akan menjabarkan besarnya Q_{max} dan besarnya PI. Sehingga dapat menggambarkan kinerja dari sumur dalam berproduksi dan memperkirakan besarnya produksi sumur tersebut.

Untuk sumur MBA di dapatkan Q_{max} sebesar 1785.5 STB/day dengan nilai PI sebesar 1.14 STB/day/psi. Dimana bila dilihat nilai PI tersebut termasuk kedalam golongan nilai “PI sedang” menurut batasan PI Kermit E Brown, 1967. Untuk nilai PI sedang sendiri yaitu berkisar dari angka 0.5-1.5.

Kemudian pada sumur MBB didapatkan Q_{max} sebesar 891.7 STB/day dengan nilai PI sebesar 0.57163 STB/day/psi, nilai PI pada sumur MBB masih termasuk golongan nilai “PI sedang” meskipun sudah mendekati batas minimal dari golongan PI sedang.

Untuk sumur MBC didapatkan Q_{max} sebesar 651.1 STB/day dengan nilai PI sebesar 0.41739 STB/day/psi. Untuk nilai PI pada sumur MBC ini termasuk golongan “PI rendah” karena kurang dari 0.5. dan dapat di simpulkan bahwa sumur MBC merupakan sumur dengan besar Q_{max} dan nilai PI yang paling rendah.

Setelah itu dilakukanlah perancangan *surface Facility* dengan menggunakan data reservoir dan data sumur yang telah dibuat. Selanjutnya dilakukan optimasi terhadap sumur-sumur yang ada di lapangan “RC” melalui sensitivitas tekanan separator 50 psi, 100 psi, 150 psi, dan 200 psi yang pada akhirnya akan di tentukan tekanan separator manakah yang lebih menaikkan produksi pada lapangan “RC”.

Saat dikalkulasi pada tekanan separator 50 psi hasil liquid rate yang didapat untuk sumur MBA adalah 1437.4 STB/day terdiri dari 1427.3 STB/day oil dan 10.1 STB/day water, liquid rate untuk sumur MBB adalah 815.1 STB/day terdiri dari 809.4 STB/day oil dan 5.7 STB/day water dan liquid rate untuk sumur MBC adalah 615.4 STB/day terdiri dari 611.1 STB/day oil dan 4.3 STB/day water.

Pada tekanan separator 100 psi hasil liquid rate yang didapat untuk sumur MBA adalah 1336.8 STB/day terdiri dari 1327.4STb/day oil dan 9.4STB/day water, liquid rate untuk sumur MBB adalah 785.7 STB/day terdiri dari 780.2 STB/day oil dan 5.5 STB/day water dan liquid rate untuk sumur MBC adalah 602.0 STB/day terdiri dari 597.8 STB/day oil dan 4.2 STB/day water. Jika dilihat saat tekanan separator 100 psi pada sumur MBA terjadi penurunan liquid rate sebesar 100.6 STB/day yang terdiri dari 99.9 STB/day oil dan 0.7 STB/day water, pada sumur MBB terjadi penurunan liquid rate sebesar 29.4 STB/day terdiri dari 29.2 STB/day oil dan 0.2 STB/day water dan pada sumur MBC terjadi penurunan liquid rate sebesar 13.4 STB/day terdiri dari 13.3 STB/day oil dan 0.1 STB/day water.

Pada tekanan separator 150 psi hasil liquid rate yang didapat untuk sumur MBA adalah 1223.5 STB/day terdiri dari 1214.9 STb/day oil dan 8.6 STB/day water, liquid rate untuk sumur MBB adalah 751.0 STB/day terdiri dari 745.7 STB/day oil dan 5.3 STB/day water dan liquid rate untuk sumur MBC adalah 586.7 STB/day terdiri dari 582.6 STB/day oil dan 4.1 STB/day water. Saat tekana separator 150 psi pada sumur MBA terjadi penurunan liquid rate sebesar 113.3 STB/day yang terdiri dari 112.5 STB/day oil dan 0.8 STB/day water, pada sumur MBB terjadi penurunan liquid rate sebesar 34.7 STB/day terdiri dari 34.5 STB/day oil dan 0.2 STB/day water dan pada sumur MBC terjadi penurunan liquid rate sebesar 16.3 STB/day terdiri dari 16.2 STB/day oil dan 0.1 STB/day water.

Pada tekanan separator 200 psi hasil liquid rate yang didapat untuk sumur MBA adalah 1096.2 STB/day terdiri dari 1088.5 STb/day oil dan 7.7 STB/day water, liquid rate untuk sumur MBB adalah 709.7 STB/day terdiri dari 704.7 STB/day oil dan 5.0 STB/day water dan liquid rate untuk sumur MBC adalah 570.4 STB/day terdiri dari 566.4 STB/day oil dan 4.0 STB/day water. Saat tekana separator 200 psi pada sumur MBA terjadi penurunan liquid rate sebesar 127.3 STB/day yang terdiri dari 126.4 STB/day oil dan 0.9 STB/day water, pada sumur MBB terjadi penurunan liquid rate sebesar 41.3 STB/day terdiri dari 41 STB/day

oil dan 0.3 STB/day water dan pada sumur MBC terjadi penurunan liquid rate sebesar 16.3 STB/day terdiri dari 16.2 STB/day oil dan 0.1 STB/day water.

BAB VI

KESIMPULAN

Dari hasil analisa Optimasi *surface facility* dengan sensitivitas tekanan separator pada sumur MBA, MBB dan MBC pada lapangan “RC” dapat disimpulkan bahwa:

1. Pengaruh tekanan separator terhadap liquid rate pada sumur MBA, MBB dan MBC di lapangan “RC” yaitu semakin kecil tekanan separator liquid rate semakin besar.
2. Peningkatan Produksi setelah dilakukan optimasi pada tekanan separator 50 psi pada sumur MBA 213.3 STB/day terdiri dari 211.7 STB/day *oil* dan 1.5 STB/day *water*, MBB 30.9 STB/day terdiri dari 30.7 STB/day *oil* dan 0.2 STB/day *water*, dan MBC 15.1 STB/day terdiri dari 15 STB/day *oil* dan 0.1 STB/day *water*.
3. Tekanan separator yang sebaiknya digunakan untuk optimasi produksi adalah 50 psi.

DAFTAR PUSTAKA

1. Arnold , K., “Surface Production Operations”, Volume 1 Third Edition, Gulf Publishing Company, Houston TX, 2008
2. Mudjiono, R., dan Pireno, G. E. 2002. Exploration Of The North Madura Platform,Offshore East Java, Indonesia. 28th Annual Convention Proceeding, Indonesian Petroleum Association.
3. Ditjen Migas ESDM op. cit., Sirait. 2007. Peta daerah Cekungan Jawa Timur.
4. Havard Devold, 2013. Oil and Gas Production Handbook. An Introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry
5. Brown, KE., “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volume 4, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1984.