

**OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR J-01  
BERDASARKAN NODAL ANALISIS**

**TUGAS SARJANA**

**Karya ilmiah sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar  
Sarjana Teknik dari Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas  
Bumi Balikpapan**

**Oleh**

**Puput Achmadi Wijaya**

**1301074**



**PROGRAM STUDI S1 TEKNIK PERMINYAKAN  
SEKOLAH TINGGI TEKNOLOGI MINYAK  
DAN GAS BUMI BALIKPAPAN  
2017**

## DEKLARASI ANTI PLAGIAT

Saya selaku penulis, yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Puput Achmadi Wijaya

TTL : Samarinda, 9 Agustus 1995

Alamat : Jl. Siti Aisyah Gg. Raudah 5 RT 28 No.4, Teluk Lerong Ilir,  
Samarinda Ulu, Kota Samarinda

Menyatakan bahwa Tugas akhir yang saya buat merupakan hasil karya sendiri dan tidak menjiplak karya manapun. jika suatu saat ditemukan bahwa karya ini merupakan hasil plagiat, maka saya siap menerima konsekuensi seperti yang diatur dalam Undang-Undang.

Demikian deklarasi tertulis yang saya buat, deklarasi ini saya buat dalam keadaan sadar dan tanpa paksaan pihak manapun.

Balikpapan, September 2017



Puput Achmadi Wijaya

**Lembar Pengesahan Pembimbing**

**Tugas Akhir**

**OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR J-01  
BERDASARKAN NODAL ANALISIS**

Oleh

**Puput Achmadi Wijaya**

**1301074**

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

Disetujui pada Tanggal : **September 2017**

**Dosen Pembimbing Utama**

**Dosen Pembimbing Pendamping**



**Jan Friadi Sinaga, ST., MT**  
NIDN : 1104028802



**Boyke Muhammad Khadafi, ST., MT**  
NIDN : 1130098602

**Ketua Program Studi  
S1 Teknik Perminyakan**



**Rohina Sera Afifah, ST., MT**  
NIDN : 1117098601

**Lembar Pengesahan Penguji**

**Tugas Akhir**

**OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR J-01  
BERDASARKAN NODAL ANALISIS**

Oleh

**Puput Achmadi Wijaya**

**1301074**

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

**Disetujui pada Tanggal : September 2017**

**Penguji I**



**Karmila, ST., MT**  
**NIDN : 1120018103**

**Penguji II**



**Mohammad Lutfi, S.Si., M.Si**  
**NIDN : 1105048302**

**Ketua Program Studi  
S1 Teknik Perminyakan**



**Rohima Sera Afifah, ST., MT**  
**NIDN : 1117098601**

## HALAMAN PERSEMBAHAN

Segala puji hanya bagi Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*. Shalawat dan salam semoga selalu tercurah kepada Rasulullah *Shallallahu 'Alaihi Wa Sallam*, para sahabat dan seluruh kaum muslimin yang senantiasa berpegang teguh pada sunnah beliau sampai hari kiamat.

Tugas akhir ini kupersembahkan untuk

Ibu dan Bapak yang memberikan kasih sayang serta pengorbanan untuk anaknya agar bisa menjadi orang yang bermanfaat

Keluargaku tercinta yang selalu ingin kujaga

dan

Keluarga STT Migas Balikpapan yang memberikan kenangan yang tidak akan pernah kulupakan

## **KATA PENGANTAR**

Segala puji bagi Allah Subhanahu Wa Ta'ala karena atas berkat dan rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir ini dengan judul Optimasi Produksi pada Sumur J-01 berdasarkan Nodal Analisis.

Dengan tersusunnya Tugas Akhir ini, penyusun mengucapkan terima kasih atas semua dukungan yang diberikan semua pihak kepada penulis, terutama kepada kedua orang tua dan keluarga. Tidak lupa secara khusus penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Lukman, MT. selaku Ketua STT MIGAS Balikpapan.
2. Ibu Rohima Sera Afifa, ST., MT. selaku Ketua Program Studi S1 Teknik Perminyakan.
3. Bapak Jan Friadi Sinaga, ST., MT. selaku Dosen pembimbing I dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
4. Bapak Boyke Muhammad Khadafi, ST., MT. selaku Dosen pembimbing II dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
5. Para pejuang tugas akhir yang mengerjakan tugas akhirnya bersama-sama dan selalu menyemangati penulis dan satu sama lain.
6. Kelas Teknik Perminyakan Reguler A 2013, selaku sahabat dalam menimba ilmu saat perkuliahan.
7. Seluruh pihak dan pegawai dari STT Migas Balikpapan yang selalu ada ditempat ketika dibutuhkan.
8. 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.

Dengan segala 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.

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

Balikpapan, September 2017

Penyusun

<b>Judul</b>	<b>OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR J-01 BERDASARKAN NODAL ANALISIS</b>	<b>Puput A. Wijaya</b>
<b>Jurusan</b>	<b>Teknik Perminyakan</b>	<b>1301074</b>
<b>Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan</b>		
<p>Sumur J-01 adalah sumur produksi yang berada di lapangan J yang berproduksi secara <i>natural flow</i>, dan berada pada cekungan jawa timur. Lapangan J ditemukan pada bulan April 2002 di Kabupaten Bojonegoro, Provinsi Jawa Timur. Luas wilayah dari Lapangan J adalah 1.478 km<sup>2</sup>. Reservoir di Lapangan J adalah <i>Limestone</i>. Kondisi terakhir jumlah sumur di Lapangan J April 2015 adalah 32 sumur. Seiring berjalannya waktu sumur ini mengalami penurunan produksi. Kondisi ini menjadikan sumur J-01 akan dianalisa untuk mencari kondisi optimum dari performa produksinya.</p> <p>Pendekatan analisa yang digunakan adalah Nodal Analisis. Dengan Nodal Analisis 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 J-01 berproduksi secara optimum dengan menggunakan <i>tubing</i> ukuran 2.875 inch secara <i>open flow</i>.</p>		
Kata kunci : <i>Nodal Analisis, Tubing</i>		

<b>Title</b>	<b>PRODUCTION OPTIMIZATION AT J-01 WELL BASED ON NODAL ANALYSIS</b>	<b>Puput A. Wijaya</b>
<b>Major</b>	<b>Petroleum Engineering</b>	<b>1301074</b>
<b>College Of Technology Oil and Gas Balikpapan</b>		
<p>J-01 well is one of the production well in the J field, a natural flow well, located in the basin of eastern Java. J Field was found in April 2002 in Bojonegoro, East Java Province. The total area of the Field J is 1,478 km<sup>2</sup>. Reservoir rock in the J Field is a Limestone. As in the last condition, April 2015. The number of wells in J Field are 32 wells. Over time, decline producing is happen at this well J-01. Well will be analyzed to find optimum condition of production performace.</p> <p>The analysis that using in this well is Nodal Analysis. Nodal Analysis will find the performance of the well to optimizing the production.</p> <p>The conclusion is J-01 will producing the optimum rate by using tubing size 2.875 inch in open flow.</p> <p><b>Keywords : <i>Nodal Analysis, Tubing</i></b></p>		

## DAFTAR ISI

	Hal
<b>HALAMAN JUDUL</b>	
<b>DEKLARASI</b> .....	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING</b> .....	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRAK BAHASA</b> .....	<b>vii</b>
<b>ABSTRAK ENGLISH</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Bab I Pendahuluan</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Maksud dan Tujuan.....	1
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Manfaat Penulisan.....	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	2
<b>Bab II Tinjauan Lapangan</b> .....	<b>4</b>
2.1. Lokasi Penelitian.....	4
2.2. Kondisi Lapangan “J” .....	5
2.3. Stratigrafi Lapangan “J”.....	5
<b>Bab III Teori Dasar</b> .....	<b>8</b>
3.1. Analisa Sistem Nodal.....	8
3.1.1. Pengantar Analisa Sistem Nodal.....	8
3.1.2. <i>Productivity Index</i> .....	9
3.1.3. <i>Inflow Performance Relationship</i> .....	10
3.1.4. Kurva IPR 2 fasa .....	12

3.1.5. Outflow Performance Relationship.....	12
3.1.6. <i>Future Inflow Performance Relationship</i> .....	14
3.1.7. Aliran Multifasa pada Pipa.....	16
3.1.7.1. Pressure Loss pada Pipa Vertikal.....	19
3.1.7.2. Pressure Loss pada Pipa Horizontal.....	27
3.1.8. Analisa Nodal di Berbagai Titik .....	29
<b>Bab IV Analisa dan Perhitungan.....</b>	<b>32</b>
4.1. Evaluasi Data Lapangan.....	32
4.2. Flowchart Analisa Data.....	33
4.3. Pemodelan Produksi Sumur J-01 .....	34
4.3.1. Konstruksi Kurva IPR .....	35
4.3.2. Mencari nilai Required Horizontal Pressure .....	36
4.3.3. Konstruksi Kurva OPR .....	42
4.3.4. Modeling dengan Nodal Analisis.....	43
4.4. Analisa Performa Sumur J-01 .....	43
4.4.1. Optimasi Sumur J-01 dengan Sensitivitas Tubing .....	43
4.4.2. Optimasi Sumur J-01 dengan Sensitivitas Choke .....	45
4.4.3. Analisa Performa Sumur J-01 dengan Sensitivitas Tekanan Reservoir .....	49
<b>Bab V Pembahasan .....</b>	<b>56</b>
<b>Bab VI Kesimpulan.....</b>	<b>61</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	

## Daftar Gambar

	Hal
Gambar 2.1. Peta Lokasi Cekungan Jawa Timur Utara .....	4
Gambar 2.2. Peta Daerah Operasi Block Tuban .....	5
Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi Cekuingan Jawa Timur .....	7
Gambar 3.1. Kemungkinan Pressure Losses Dalam Sistem Sumur yang Lengkap	9
Gambar 3.2. Kurva Inflow Performace Relationship.....	11
Gambar 3.3. Kurva Outflow Performance Relationnship.....	13
Gambar 3.4. Kondisi Aliran Produksi Stabil .....	13
Gambar 3.5. Kondisi Tidak Ada Aliran .....	14
Gambar 3.6. Area yang dilewati Aliran Mutifasa .....	16
Gambar 3.7. Mencari nilai Pwf dgn Kurva Vertical Flowing Pressure Gradient .	17
Gambar 3.8. Mencari nilai Pwh dgn Kurva Horizontal Flowing Pressure Gradient dengan data Tekanan Separator .....	18
Gambar 3.9. Mencari nilai Rs untuk Korelasi Hagedorn Brown.....	19
Gambar 3.10. Mencari nilai Z untuk Korelasi Hagedorn Brown.....	20
Gambar 3.11. Mencari nilai $\mu_w$ untuk Korelasi Hagedorn Brown .....	21
Gambar 3.12. Mencari nilai $CN_L$ untuk Korelasi Hagedorn Brown .....	22
Gambar 3.13. Mencari nilai $\beta_o$ untuk Korelasi Hagedorn Brown.....	22
Gambar 3.14. Mencari nilai $H_L/\psi$ untuk Korelasi Hagedorn Brown.....	24
Gambar 3.15. Mencari nilai $\psi$ untuk Korelasi Hagedorn Brown .....	24
Gambar 3.16. Mencari nilai friksi faktor untuk Korelasi Hagedorn Brown .....	25
Gambar 3.17. Tampilan macro Hagedornbrown.xls untuk Mencari nilai Tekanan Well Head .....	26
Gambar 3.18. Kurva Performa Nodal Analysis .....	30
Gambar 4.1 Flowchart Pemodelan dan Optimasi Produksi .....	34
Gambar 4.2 Kurva IPR.....	36
Gambar 4.3 Cara mencari nilai Tubing Intake Pressure .....	42
Gambar 4.4 Modeling Sumur J-01 dengan Nodal Analisis .....	43

**Daftar Gambar**  
**(Lanjutan)**

Gambar 4.5 Tubing Optimization berdasarkan Nodal Analisis .....	44
Gambar 4.6 Cara mencari nilai Pwh .....	45
Gambar 4.7 Choke Optimization berdasarkan Nodal Analisis .....	49
Gambar 4.8 Future IPR Sumur J-01 .....	52
Gambar 4.9 Nodal Analisis pada Ps 2028 psi .....	53
Gambar 4.10 Nodal Analisis pada Ps 1528 psi .....	54
Gambar 4.11 Nodal Analisis pada Ps 1028 psi .....	54

## Daftar Tabel

	Hal
Tabel 3.1. Nilai a, b, c pada pola Aliran Korelasi Beggs Brill.....	28
Tabel 4.1 Data Properti Sumur dan Peralatan Produksi.....	32
Tabel 4.2 Data Properti Fluida .....	33
Tabel 4.3 Data IPR .....	36
Tabel 4.4 Data Hasil P <i>Requirement Horizontal</i> .....	41
Tabel 4.5 Data OPR .....	42
Tabel 4.6 Hasil Nodal Analisis Sumur J-01 .....	44
Tabel 4.7 Data Hasil Pwh Inflow .....	46
Tabel 4.8 Data Hasil P Upstream Choke .....	47
Tabel 4.9 Hasil Nodal Analisis .....	48
Tabel 4.10 Laju Alir Optimum.....	49
Tabel 4.11 Data IPR pada 2028 psi.....	50
Tabel 4.12 Data IPR pada 1528 psi.....	51
Tabel 4.13 Data IPR pada 1028 psi.....	51
Tabel 4.14 Hasil Nodal Analisis pada Ps 2028 psi .....	52
Tabel 4.15 Hasil Nodal Analisis pada Ps 1528 psi .....	53
Tabel 4.16 Hasil Nodal Analisis pada Ps 1028 psi .....	53
Tabel 4.17 Data Penurunan Tekanan Reservoir per Tahunnya.....	55
Tabel 5.1 Daftar Laju Alir Optimum <i>Tubing</i> 2.875 inch.....	59
Tabel 5.2 Data Penurunan Tekanan Reservoir per Tahunnya.....	60

# **Bab I**

## **Pendahuluan**

### **1.1 Latar Belakang Masalah**

Nodal merupakan titik pertemuan antara dua komponen, dimana di titik pertemuan tersebut secara fisik akan terjadi kesetimbangan baik dalam bentuk massa maupun tekanan. Hal ini berarti bahwa massa fluida yang keluar dari suatu komponen akan sama dengan massa fluida yang masuk kedalam komponen berikutnya yang saling berhubungan atau tekanan di ujung suatu komponen akan sama dengan tekanan di ujung komponen lain yang berhubungan.

Tujuan utama analisa nodal adalah untuk mendapatkan laju produksi optimum dari sumur minyak dengan melakukan evaluasi secara lengkap pada sistem sumur. Pemilihan kombinasi komponen yang tepat pada sistem sumur tersebut akan memberikan hasil yang optimal terhadap produksinya.

Analisa performa sumur J-01 di lapangan J, menggunakan dasar sumur sebagai titik nodal, hal ini ditujukan untuk mengetahui performa sumur berdasarkan kondisi sistem produksi sumur, menganalisa kehilangan tekanan yang terjadi, memprediksi kapan harus dilakukannya artificial lift, serta mengetahui laju produksi optimum yang dicapai.

Kondisi pada sumur J-01 masih berproduksi secara *natural flow* sehingga penulis ingin mengoptimasikan lagi laju alir pada sumur J-01 dengan sensitivitas *tubing size* dan *choke size*.

### **1.2 Maksud dan Tujuan**

Maksud dan tujuan dari penulisan Tugas Akhir ini adalah untuk :

1. Mengetahui performa produksi sumur J-01.
2. Menentukan laju alir optimum dengan sensitivitas *tubing size* dan *choke size*.

3. Mengetahui kapan sumur tidak berproduksi lagi secara *natural flow*.

### **1.3 Batasan Masalah**

Penulisan Tugas Akhir ini difokuskan kepada optimasi laju produksi dengan menggunakan aplikasi *MS. Excel* pada sumur J-01, sehingga dapat ditentukan laju produksinya.

### **1.4 Manfaat Penulisan**

Melalui Tugas Akhir ini, penulis mencoba untuk mengoptimasikan laju produksi sumur J-01 yang mengalir secara sembur alam dengan cara mengevaluasikan *tubing size* dan *choke size*. Hasil analisa dapat menjadi bahan pertimbangan dalam melakukan optimasi terhadap sumur J-01 kedepannya.

### **1.5 Sistematika Penulisan**

Penulisan tugas akhir dilakukan dengan sistematika sebagai berikut :

#### **BAB I Pendahuluan**

Dalam bab ini akan dipaparkan suatu gambaran singkat mengenai latar belakang masalah yang akan dikaji, maksud dan tujuan penulisan, batasan masalah, manfaat penulisan dan sistematika penulisan.

#### **BAB II Tinjauan Umum Lapangan**

Bab ini memberikan gambaran umum mengenai letak geografis lapangan, serta sejarah singkat pengembangan lapangan dan kondisi geologi, bentuk stratigrafi dan sedimentasi pada lapangan. Kemudian dilanjutkan dengan penjelasan mengenai struktur lapangan.

#### **BAB III Teori Dasar**

Dalam bab ini diuraikan mengenai teori dasar dari ilmu terapan yang digunakan dalam penulisan TA ini.

**BAB IV Analisa dan Perhitungan**

Pada bab ini dilakukan analisa dan perhitungan terhadap semua permasalahan.

**BAB V Pembahasan**

Bab ini menjelaskan tentang pembahasan terhadap studi secara keseluruhan.

**BAB VI Kesimpulan**

Bab ini merupakan kesimpulan dari pembahasan dan perhitungan yang telah dijelaskan sebelumnya.

## Bab II

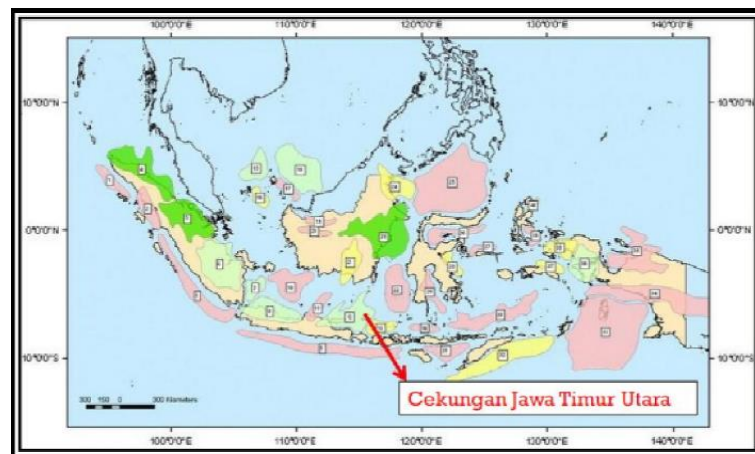
### Tinjauan Lapangan

#### 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  
(Sumber : <http://infotambang.com/proses-pembentukan-minyak-bumi-berdasar-teori-organik-p426-164.htm>, 2012)

## 2.2. Kondisi Lapangan “J”

Lapangan “J” ditemukan pada bulan April 2002 di Kabupaten Bojonegoro, Provinsi Jawa Timur. Luas wilayah dari Lapangan “J” adalah 1.478 km<sup>2</sup>. Reservoir di Lapangan “J” adalah *Limestone* dan lapangan ini memiliki kandungan H<sub>2</sub>S yang cukup tinggi. Kondisi terakhir jumlah sumur di Lapangan “J” 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  
(Sumber : <http://lifting.migas.esdm.go.id/lifting/informasi/profilkkks/MDEw>, 2013)

## 2.3. Stratigrafi Lapangan “J”

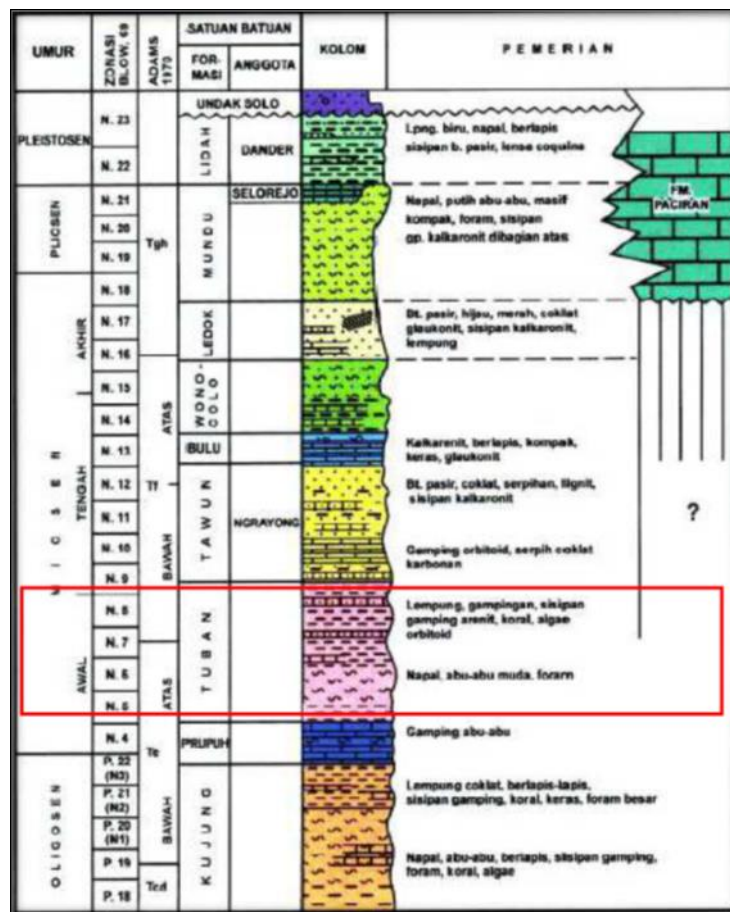
Urutan stratigrafi daerah penelitian dapat dilihat pada gambar 2.3. Deskripsi dari masing – masing formasi urutan tua ke muda adalah sebagai berikut : (Anonim,2014)

1. Formasi Kujung, tersingkap susunan napal dan lempung napalan dengan diendapkan batu gamping 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 batu gamping. 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 batu gamping 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 batu gamping, dimana makin keatas batu gamping menjadi dominan. Umur dari foramsi 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 batu gamping putih kekuningan dan batu gamping pasiran berwarna putih kelabu hingga kuning keabuan, 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 memiliki ketebalan 89 – 600 m.
8. Formasi Ledok, terusun atas perulangan napal pasiran dan kalkarenit, dengan napal batu pasir. 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 batu gamping pasiran dan napal pasiran dengan ketebalan 75 – 432 m, umurnya adalah Pliosen.
10. Formasi Lidah, terdiri atas batu lempung biru tua, masiv, tidak berlapis. Formasi Lidah merupakan satuan batu lempung berwarna biru, bagian

atasnya terdiri batu lempung dengan sisipan napal dan batu pasir 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 (Pringgoprawiro,1983)

## **Bab III**

### **Teori Dasar**

#### **3.1. Analisa Sistem Nodal**

##### **3.1.1. Pengantar Analisa Sistem Nodal**

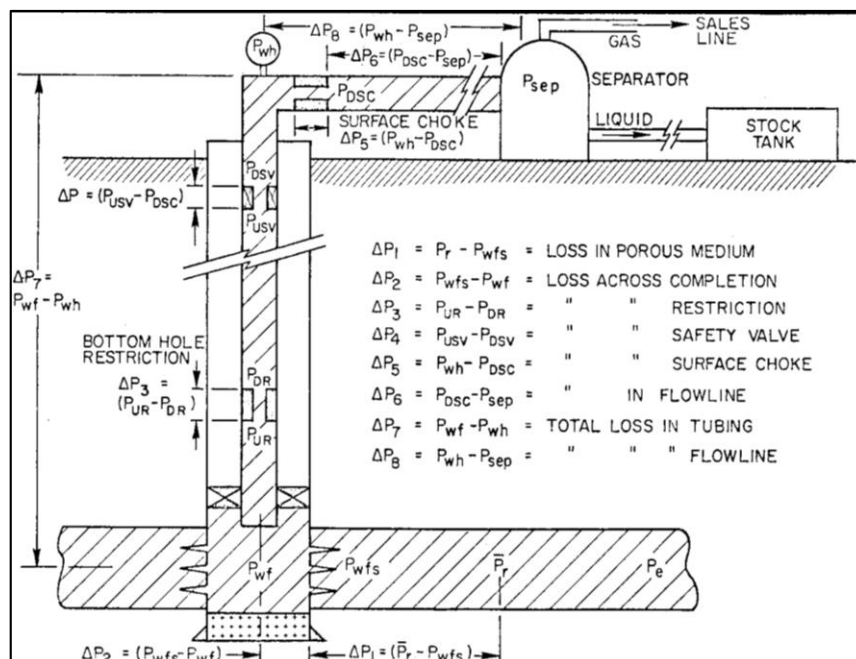
Analisa sistem nodal atau biasa disebut sistem analisis optimasi produksi adalah sebuah prosedur untuk menentukan *flow rate* pada sumur oil dan gas yang berproduksi dan untuk mengevaluasi efek dari beberapa komponen seperti ukuran *tubing-string*, ukuran *flow-line*, tekanan separator, posisi choke, *safety valves*, dan kondisi *well completion* termasuk *gravel pack* dan perforasi pada sumur biasa. Komponen-komponen tersebut dievaluasi terpisah-pisah dan dikombinasi untuk mengoptimasi seluruh sistem sehingga mendapatkan aliran produksi yang paling efisien. Adapun tujuan dari 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 sistem agar memproduksi *flow rate* yang diinginkan.
5. Untuk mengecek setiap komponen dalam sistem 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 sistem nodal, banyak sumur minyak dan gas diseluruh dunia yang belum dioptimasi 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 sistem produksi sumur minyak dan gas dengan analisa sistem

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 ini baru intensif digunakan pada tahun 1980an.

Hal dasar yang diperlukan untuk analisa optimasi sumur dengan analisa sistem 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 memprediksi performa sumur. Pada gambar 3.1. diperlihatkan detail *flowing well system* yang berawal dari reservoir diteruskan sampai ke separator.



Gambar 3.1. Kemungkinan Pressure Losses Dalam Sistem Sumur yang Lengkap (Brown, 1977)

### 3.1.2. Productivity Index

*Productivity Index* adalah suatu indeks atau derajat pengukuran kemampuan produksi suatu sumur yang didefinisikan sebagai perbandingan antara laju alir produksi terhadap tekanan *drawdown*, dinyatakan dalam *stock tank barrel per day*.

Secara khusus, PI didasarkan pada *gross liquid production*, tapi ada juga yang berdasarkan dengan *rate* produksi minyak ( $q_o$ ). Secara matematis bentuknya dapat dituliskan sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (3-1)$$

dimana :

$q$  = *gross liquid rate*, STB/day

$P_s$  = tekanan statik reservoir, psi

$P_{wf}$  = tekanan aliran di dasar sumur, psi

$(P_s - P_{wf})$  = *drawdown*, psi

Persamaan *Darcy* untuk aliran radial dinyatakan dalam STB/hari ialah:

$$q_o = \frac{7.082 \times 10^{-3} k_o h (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (3-2)$$

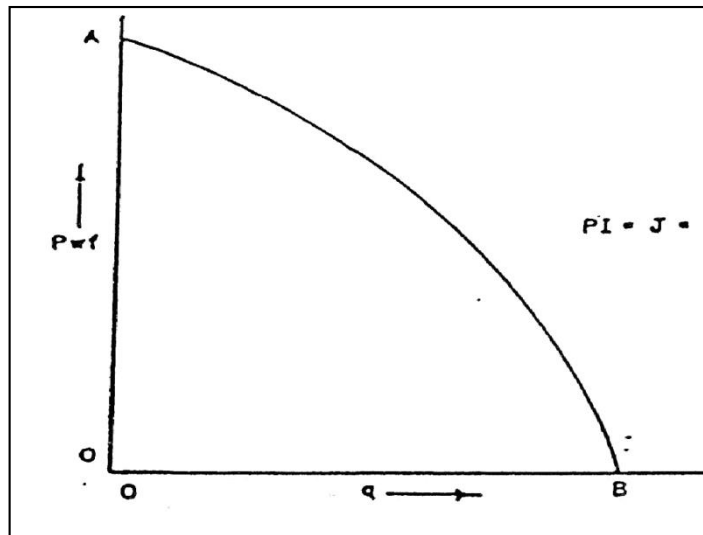
Bila  $P_s - P_{wf}$  pada persamaan 3-2 dipindah ruas maka akan diperoleh nilai PI,

$$J = \frac{q_o}{(P_s - P_{wf})} = \frac{7.082 \times 10^{-3} k_o h}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (3-3)$$

### 3.1.3. *Inflow Performance Relationship*

*Productivity index* yang diperoleh secara langsung maupun secara teoritis hanya merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk memproduksi, maka harga PI 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 :

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{PI} \dots\dots\dots (3-4)$$



Gambar 3.2. Kurva Inflow Performace Relationship  
(Brown, 1977)

Arah lengkungan 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 reservoir* harga PI-nya relatif konstan. Arah lengkungan yang terjadi seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.2., disebabkan karena harga  $P_{wf}$  berada di bawah *bubble point pressure*, sewaktu minyak mendekati sumur, tekanan akan turun terus dan akan mengakibatkan terlepasnya gas dari minyak. Jadi gas bebas yang terjadi akan meningkat jumlahnya, sehingga menaikkan saturasinya, juga permeabilitas 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 di bawah 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.

### 3.1.4. Kurva IPR 2 fasa

Pembuatan grafik IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh Weller, dimana Weller menurunkan persamaan *Productivity Index* atau J untuk reservoir gas. melihat persamaan yang digunakan serta cara pemecahannya, ternyata cara Weller tersebut cukup rumit dan tidak praktis serta memerlukan komputer. Selanjutnya Vogel mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana dibandingkan dengan metode Weller. Dasar pengembangan metode Vogel adalah persamaan Weller, yang menghasilkan suatu bentuk persamaan sebagai berikut :

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3-5)$$

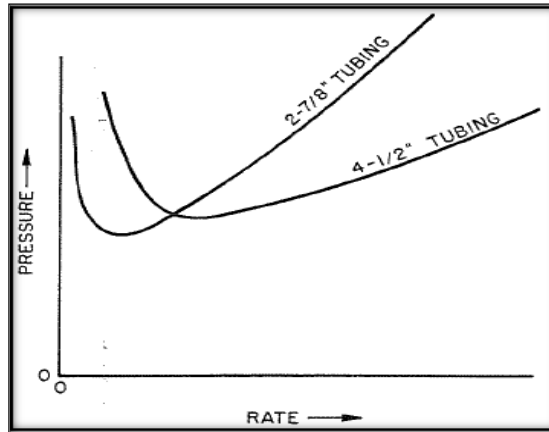
Umumnya di sekitar lubang sumur terjadi kerusakan formasi, baik sebagai akibat invasi lumpur pemboran, maupun sebagai akibat peningkatan saturasi gas dan air di sekitar lubang bor. Apabila hal ini ditemui, maka kondisi pengembangan persamaan Vogel tidak bisa lagi dipergunakan.

### 3.1.5. Outflow Performance Relationship

*Outflow Performance Relationship* dikenal dengan berbagai macam nama, ada yang menyebutnya dengan *Tubing Intake* atau *Tubing Performance Relationship*. Dengan mengetahui kondisi OPR, dapat dilihat peforma sumur pada beberapa kondisi permukaan. Dengan menghubungkan terhadap kurva IPR maka akan didapat suatu peforma sumur dengan keadaan pada kondisi permukaan – permukaan tertentu.

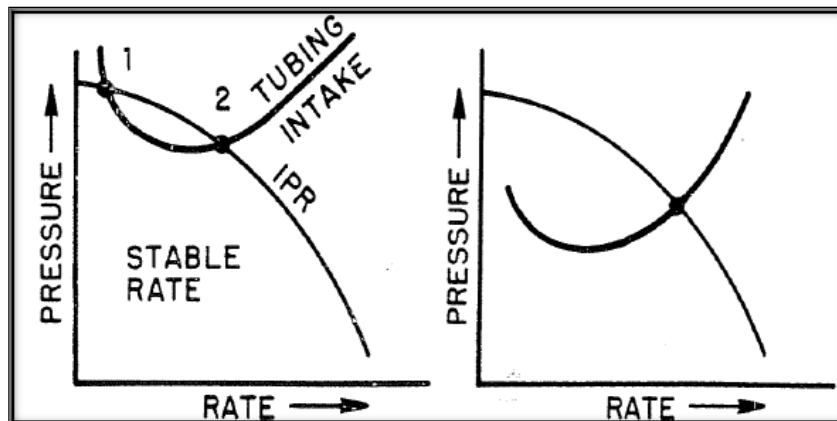
Salah satu penggunaan OPR adalah untuk mengetahui *choke size* yang cocok digunakan pada suatu sumur dengan keadaan IPR tertentu untuk mendapatkan laju produksi yang optimum. Cara untuk membuat kurva OPR dapat dilihat pada Gambar 3.7.

Dengan menggunakan beberapa laju alir, plotkan titik yang didapat dari cara diatas pada grafik Tekanan (P) terhadap Laju alir (Q). Maka akan didapatkan plot sebagai berikut :



Gambar 3.3. Kurva Outflow Performance Relationnship

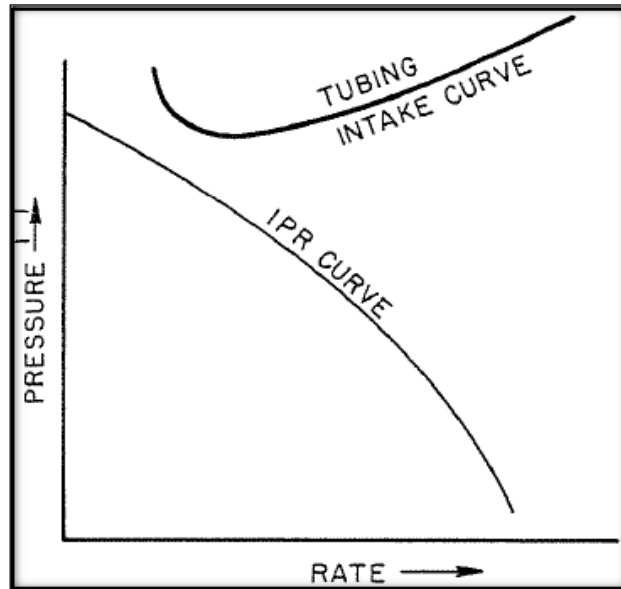
Dengan menggabungkan kurva IPR dan kurva OPR akan terlihat performa produktivitas suatu sumur. Untuk itulah kedua kurva ini sangat penting digunakan agar tidak terjadi kesalahan dalam pemilihan ukuran peralatan produksi yang akan digunakan terhadap suatu sumur. Untuk beberapa contoh hubungan kurva IPR dan kurva OPR dapat dilihat pada gambar – gambar berikut :



Gambar 3.4. Kondisi Aliran Produksi Stabil

Jika didapatkan kondisi seperti Gambar 3.5, maka dapat dikatakan bahwa sumur tersebut mati karena tidak ada fluida yang dapat terproduksi dari sumur tersebut. Pada keadaan seperti ini penyebabnya bisa jadi beberapa hal, misalnya ukuran tubing tidak sesuai dengan kondisi sumur atau sumur tersebut telah beberapa

waktu berproduksi dan mengalami penurunan tekanan, sehingga kondisi dimana sebelumnya sumur dapat terproduksi dengan baik namun karena mengalami penurunan tekanan, fluida produksi tidak dapat naik ke permukaan. Jika kondisi demikian, pada saat inilah *artificial lift* mulai digunakan.



Gambar 3.5. Kondisi Tidak Ada Aliran

### 3.1.6. Future Inflow Performance Relationship

Muskat menunjukkan bahwa perbandingan indek produktivitas antara satu waktu dengan waktu yang lain dapat dinyatakan sebagai hubungan :

$$\frac{J_1}{J_2} = \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1 / \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2 \dots\dots\dots (3-6)$$

Dengan perhitungan *material balance* untuk reservoir bertenaga pendorong gas terlarut, Fetkovich menunjukkan bahwa hubungan antara permeabilitas relatif minyak dengan tekanan reservoir merupakan hubungan yang linier. Dengan demikian perbandingan antara permeabilitas relatif minyak untuk waktu yang berbeda dapat dinyatakan sebagai perbandingan tekanan reservoirnya. Hal ini dapat dituliskan sebagai berikut :

$$k_{ro}(\bar{P}_r) = \frac{\bar{P}_r}{\bar{P}_i} \dots\dots\dots(3-7)$$

Dengan demikian perubahan kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur dari suatu waktu tertentu ke waktu berikutnya, akan sebanding dengan perbandingan tekanan reservoirnya. Hal ini dinyatakan dalam persamaan :

$$q_o = J'_{ol} \left( \frac{\bar{P}_{r2}}{\bar{P}_{r1}} \right) (\bar{P}_{r2}^2 - \bar{P}_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (3-8)$$

Persamaan tersebut di atas dapat digunakan untuk meramalkan kurva IPR di waktu yang akan datang.

Eckmeir mencatat bahwa jika kita menggunakan persamaan Fetkovich untuk *static pressure* pada waktu 1 dan dibagi dengan inflow equation untuk static pressure pada waktu 2 kita akan mendapatkan persamaan untuk menentukan  $q_{o\ max}$  pada waktu 2. Bisa dilihat pada persamaan 3-9 merupakan persamaan untuk kondisi awal.

$$q_o = J'_{ol} (\bar{P}_{r2}^2 - \bar{P}_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (3-9)$$

Jika pada persamaan 3-8 dan persamaan 3-9 di cari  $q_{max}$  nya (asumsikan  $n = 1$  dan  $P_{wf} = 0$ ) kemudian kita bagi. Maka akan didapatkan persamaan seperti berikut

$$\left( \frac{q_{o\ max1}}{q_{o\ max2}} \right) = \left( \frac{\bar{P}_{r1}}{\bar{P}_{r2}} \right)^3 \dots\dots\dots (3-10)$$

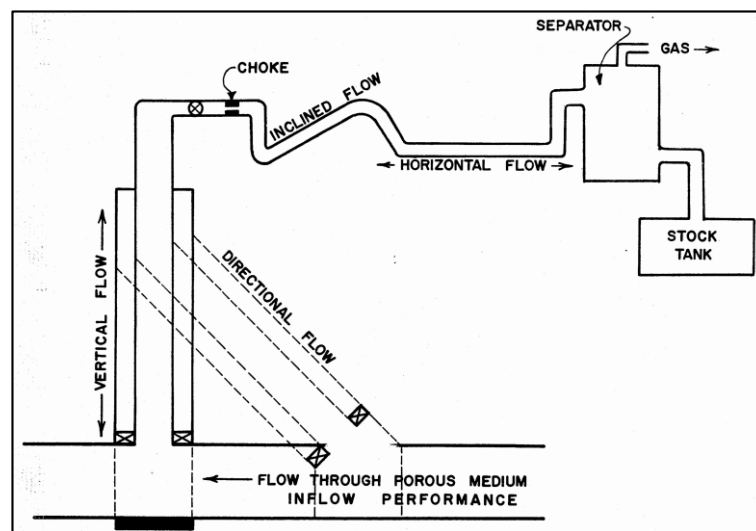
Persamaan ini disebut persamaan kombinasi dari Fetkovich dan Vogel untuk peramalan kurva IPR, karena dengan menggunakan persamaan diatas, kita hanya butuh satu test pada kondisi saat ini dimana kita bisa mendapat  $q_{o\ max1}$ . Dengan mengetahui  $q_{o\ max1}$  dan  $P_{r1}$ , kita akan mendapatkan  $q_{o\ max2}$  pada kondisi *static pressure* yang kita inginkan, dan setelah itu kita menggunakan persamaan Vogel untuk membuat kurva IPR.

### 3.1.7. Aliran Multifasa pada Pipa

Aliran multi fasa pada pipa didefinisikan sebagai pergerakan dari gas bebas dan liquid dalam pipa secara bersamaan. Pada kondisi ini gas dan liquid diibaratkan sebagai campuran yang *homogeneous*, atau liquid mungkin berbentuk slug dengan gas yang mendorongnya dari belakang. Masalah pada aliran multifasa dapat dibedakan menjadi 4 kategori, yaitu :

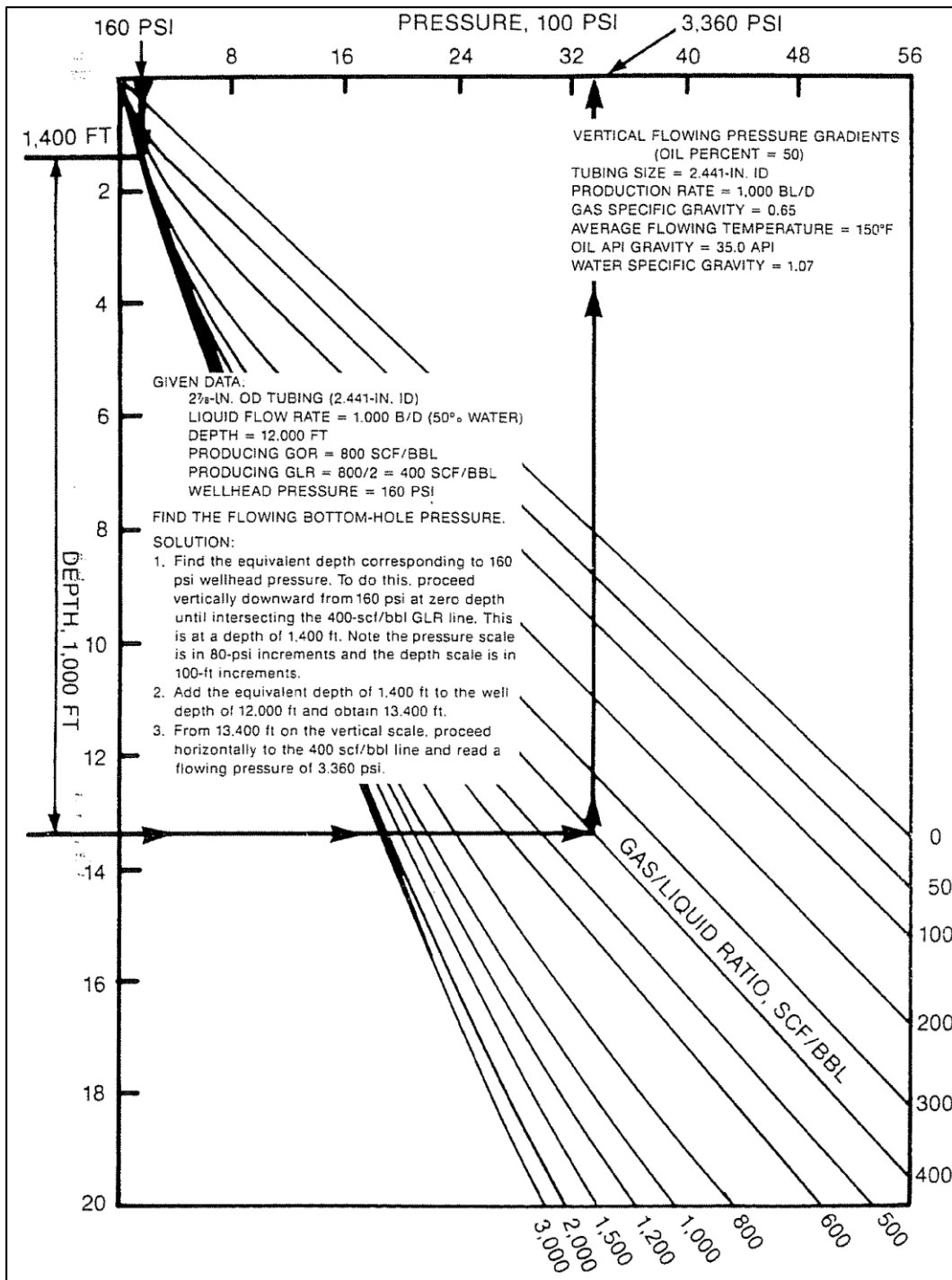
1. *Vertical multiphase flow*
2. *Horizontal multiphase flow*
3. *Inclined multiphase flow*
4. *Directional multiphase flow*

Gambar 3.6. memperlihatkan area dimana 4 masalah pada aliran multifasa terjadi.

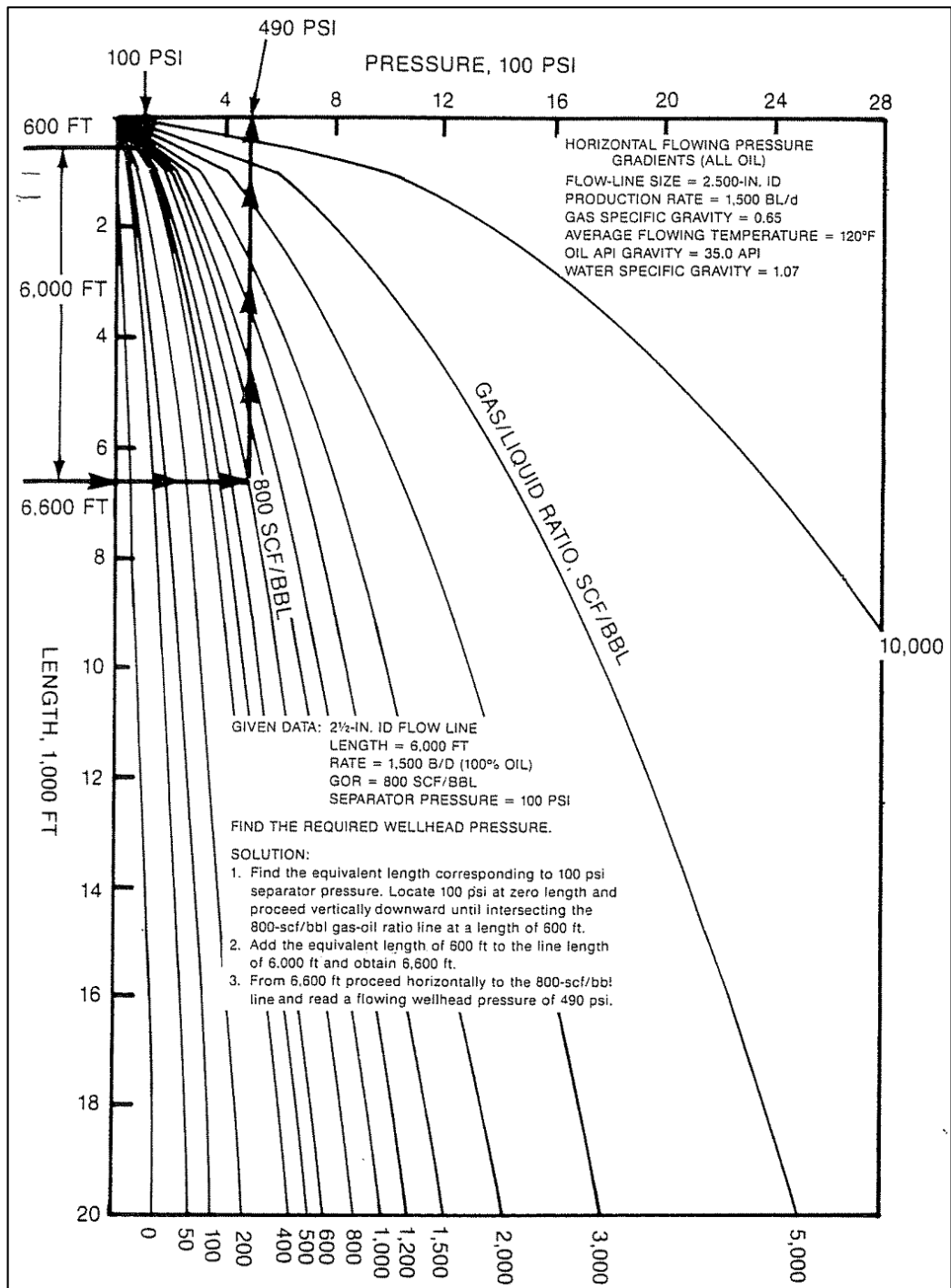


Gambar 3.6. Area yang dilewati Aliran Multifasa  
(Brown, 1977)

Aplikasi korelasi aliran multifasa digunakan untuk memprediksi *pressure loss* dalam pipa dan ini sangat penting pada industri minyak dan gas. Dengan mengetahui komposisi fluida, maka dengan menggunakan korelasi kurva yang ada nilai tekanan alir sumur atau tekanan kepala sumur dapat diketahui. Gambar 3.7. dan 3.8. memperlihatkan cara penggunaan *Multiphase flow gradient curve*.



Gambar 3.7. Mencari nilai  $P_{wf}$  dengan Kurva Vertical Flowing Pressure Gradient  
(Brown, 1984)



Gambar 3.8. Mencari nilai  $P_{wh}$  dengan Kurva Horizontal Flowing Pressure Gradient dengan data Tekanan Separator (Brown, 1984)

### 3.1.7.1. Pressure Loss pada Pipa Vertikal

Ada banyak korelasi menghitung kehilangan tekanan pada pipa vertikal, salah satu korelasi yang terkenal yakni korelasi Hagedorn-Brown. Berikut adalah langkah-langkah untuk menghitung kehilangan tekanan pada pipa vertikal.

1. Mulai dengan mendata tekanan yang diketahui sebagai  $P_1$ , dan asumsikan nilai  $P_2$  dan kalkulasikan kedalaman yang dicari.

2. Hitung tekanan rata-rata (psia) dengan rumus :

$$P \text{ rata-rata} = \frac{p_1 + p_2}{2} + 14,7 \dots\dots\dots (3-11)$$

3. Hitung spesifik gravity dari minyak  $\gamma_o$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \dots\dots\dots (3-12)$$

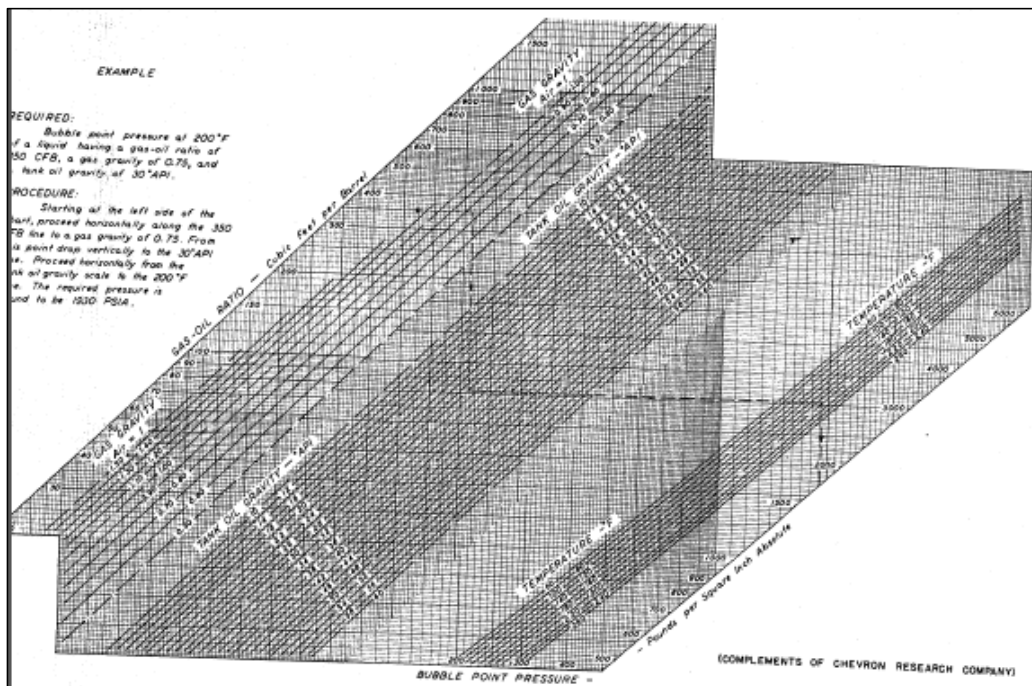
4. Hitung total masa yang ada pada *stock tank* liquid

$$m = \gamma_o (350) \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_g (350) \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) + (0,0764) (GLR) \gamma_g \dots\dots\dots (3-13)$$

5. Hitung masa laju alir

$$w = qm \dots\dots\dots (3-14)$$

6. Dari gambar 3.6 dapatkan  $R_s$  pada  $P$  rata-rata dan  $T$  rata-rata.

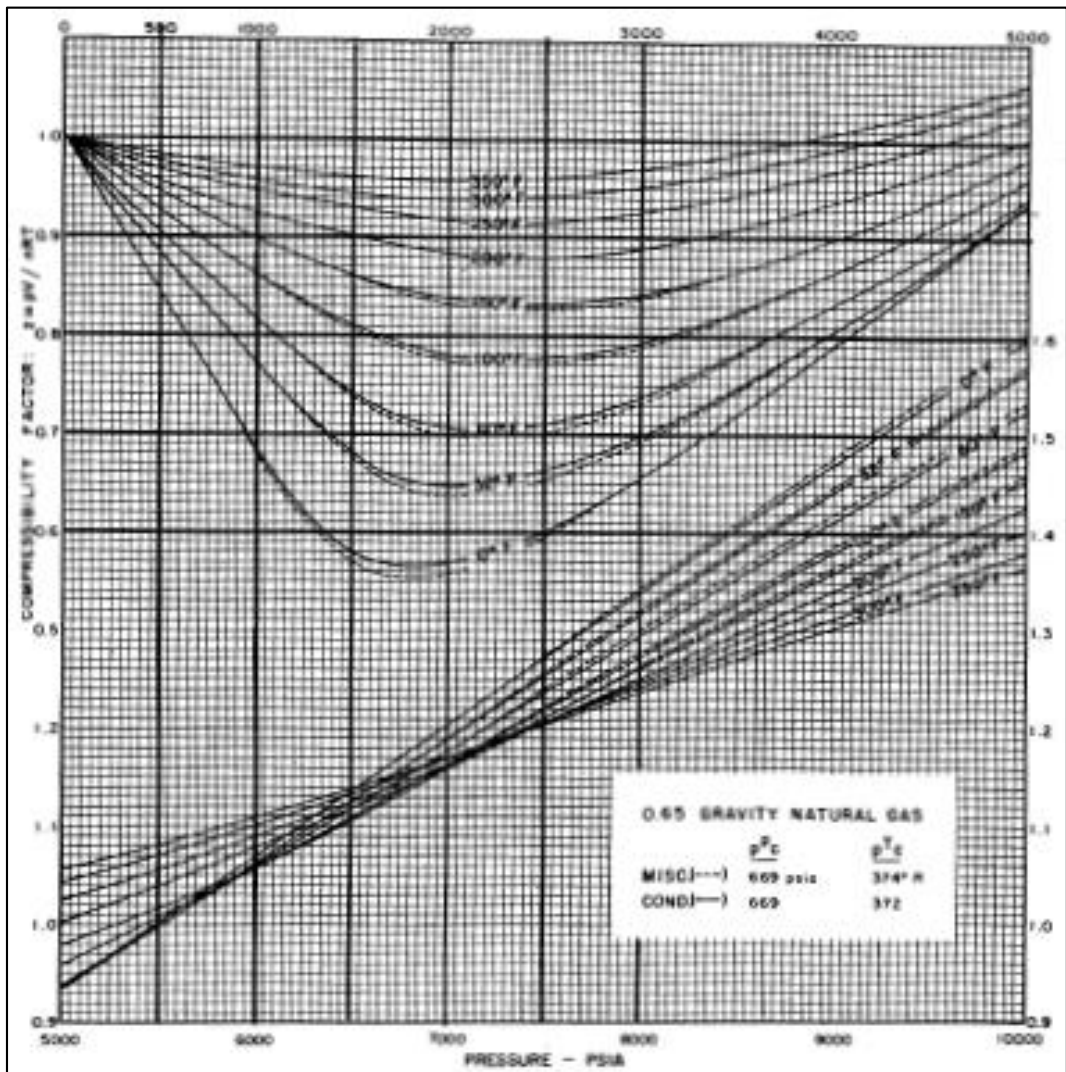


Gambar 3.9. Mencari nilai  $R_s$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

7. Kalkulasi densitas pada fasa liquid.

$$\rho_L = \left[ \frac{\gamma_o (62,4) + R_s \gamma_g (0,0764) / 5,614}{B_o} \right] \left( \frac{1}{1+WOR} \right) + \left[ \gamma_w (62,4) \left( \frac{WOR}{1+WOR} \right) \right] \dots\dots (3-15)$$

8. Asumsikan T rata-rata sama dengan konstan, cari nilai Z dari gambar 3.10.



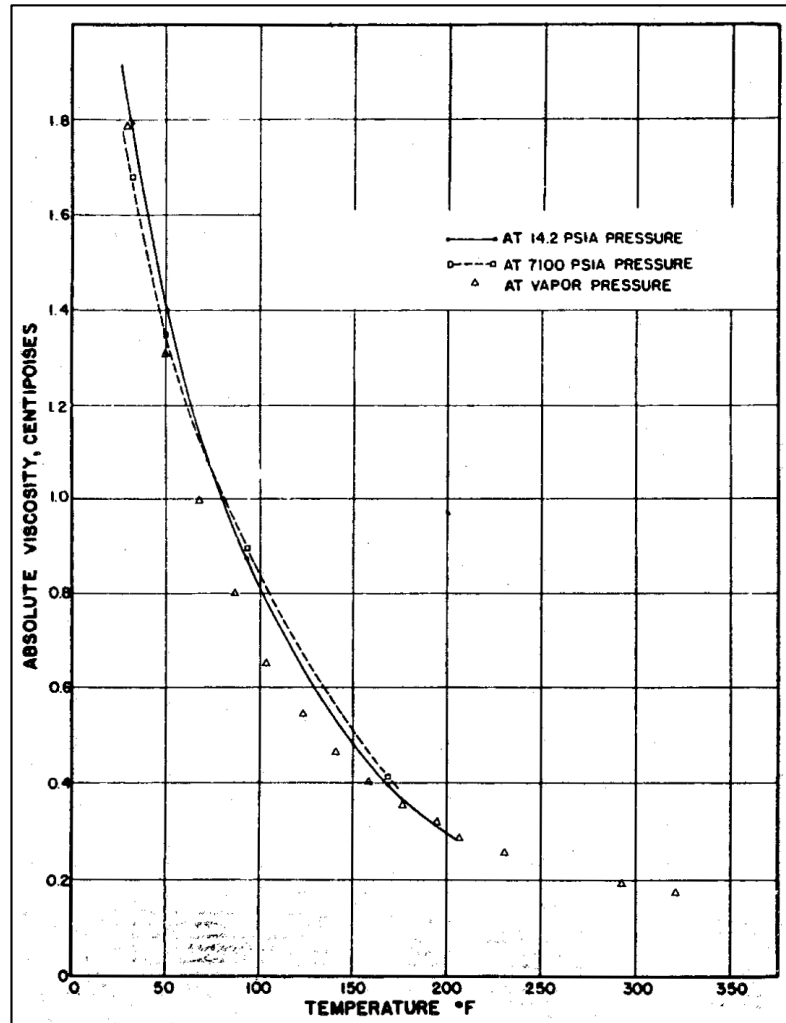
Gambar 3.10. Mencari nilai Z untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

9. Hitung densitas rata-rata dari fasa gas.

$$\rho_g \text{ rata-rata} = \gamma_g (0,0764) \left( \frac{P \text{ rata-rata}}{14,7} \right) \left( \frac{520}{T \text{ rata-rata}} \right) \left( \frac{1}{Z} \right) \dots\dots\dots (3-16)$$

10. Hitung viskositas rata-rata dari korelasi yang ada, sebagai catatan Tekanan rata-rata dan temperature rata-rata dibutuhkan.

11. Hitung viskositas rata-rata air dari gambar 3.8.



Gambar 3.11. Mencari nilai  $\mu_w$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

12. Hitung viskositas campuran liquid.

$$\mu_L = \mu_o \left( \frac{1}{1+WOR} \right) + \mu_w \left( \frac{WOR}{1+WOR} \right) \dots\dots\dots (3-17)$$

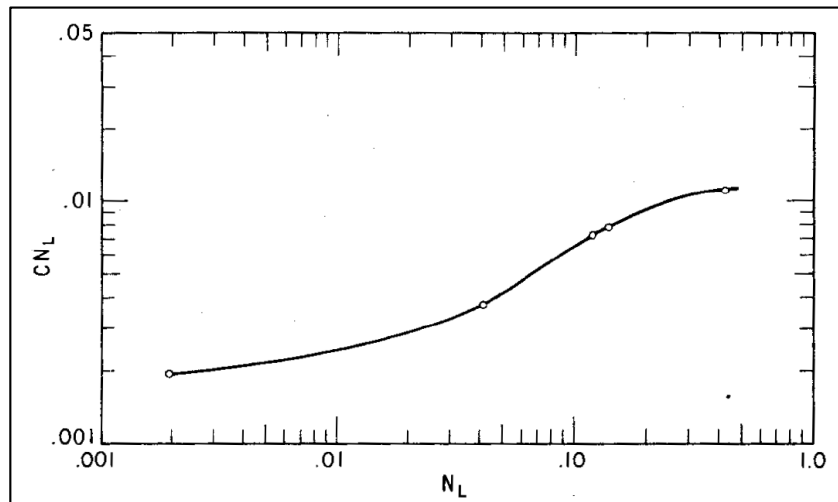
13. Asumsikan tegangan permukaan konstant pada tiap tekanan, hitung tegangan permukaan liquid campuran .

$$\sigma_L = \sigma_o \left( \frac{1}{1+WOR} \right) + \sigma_w \left( \frac{WOR}{1+WOR} \right) \dots\dots\dots (3-18)$$

14. Hitung Liquid Viscosity Number.

$$N_L = 0,15726 \mu_L \left( \frac{1}{\rho_L + \sigma L^3} \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3-19)$$

15. Dari gambar 3.12. tentukan  $CN_L$ .

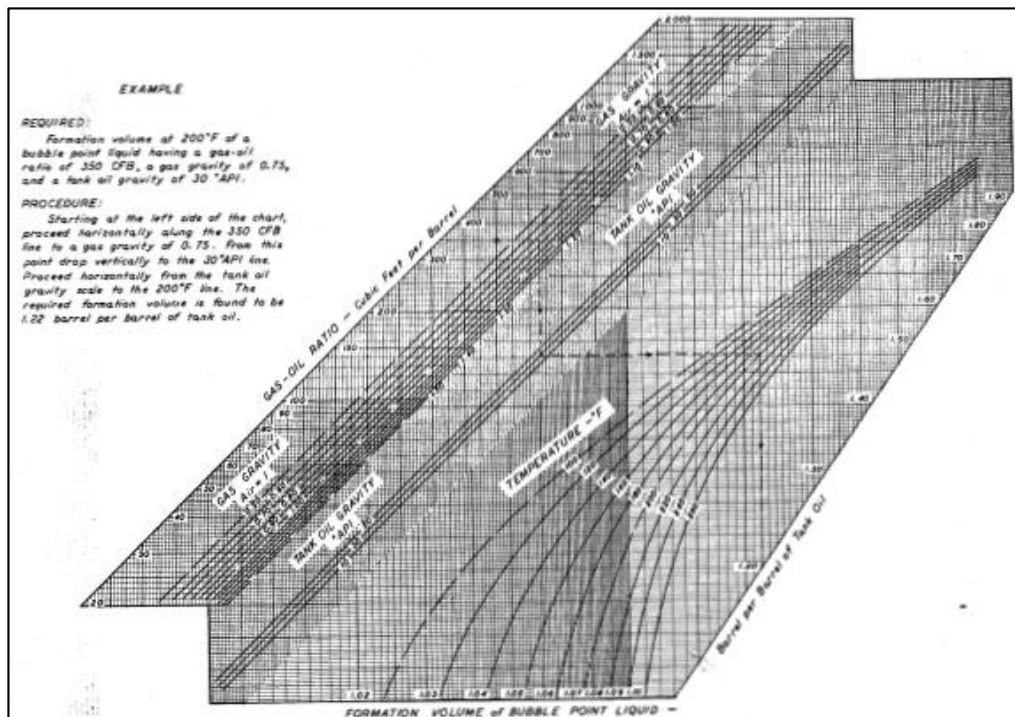


Gambar 3.12. Mencari nilai  $CN_L$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

16. Hitung luas tubing.

$$A_P = \frac{\pi d^2}{4} \dots\dots\dots (3-20)$$

17. Dari gambar 3.13. cari nilai  $\beta_0$  pada tekanan dan temperature rata-rata



Gambar 3.13. Mencari nilai  $\beta_0$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

18. Asumsikan  $B_w = 1.0$ , hitung *superficial liquid velocity*  $V_{sL}$ , ft/sec.

$$V_{sL} = \frac{5,61 qL}{86400 A_p} \left\{ B_o \left( \frac{1}{1+WOR} \right) + B_w \left( \frac{WOR}{1+WOR} \right) \right\} \dots\dots\dots (3-21)$$

19. Hitung liquid velocity number.

$$N_{LV} = 1,938 V_{sL} \left( \frac{\rho L}{\sigma L} \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3-22)$$

20. Hitung *superficial gas velocity*

$$V_{sg} = \frac{qL \left\{ GLR - R_s \left( \frac{1}{1+WOR} \right) \right\}}{86400 A_p} \left( \frac{14,7}{P \text{ rata-rata}} \right) \left( \frac{T \text{ rata-rata}}{520} \right) \left( \frac{Z \text{ rata-rata}}{1} \right) \dots\dots\dots (3-23)$$

21. Hitung *Gas velocity Number*

22. Check flow regime untuk menentukan apakah lanjut menggunakan korelasi Hagedorn Brown atau korelasi Griffith untuk aliran gelembung.

nilai A hitung dengan

$$A = 1,071 - [0,2218(v_{sL} + v_{sg})^2]/d \dots\dots\dots (3-24)$$

jika  $A \geq 0,13$ , maka gunakan nilai dari perhitungan A, jika bukan, maka nilai A adalah 0,13. Kemudian cari nilai B dihitung dengan rumus

$$B = \frac{v_{sg}}{v_{sL} + v_{sg}} \dots\dots\dots (3-25)$$

jika B-A adalah positif, maka nilainya adalah 0 maka korelasi Hagedorn dan Brown dapat digunakan, jika B-A adalah negative, maka Hagedorn Brown tidak dapat digunakan dan diganti dengan korelasi Griffith.

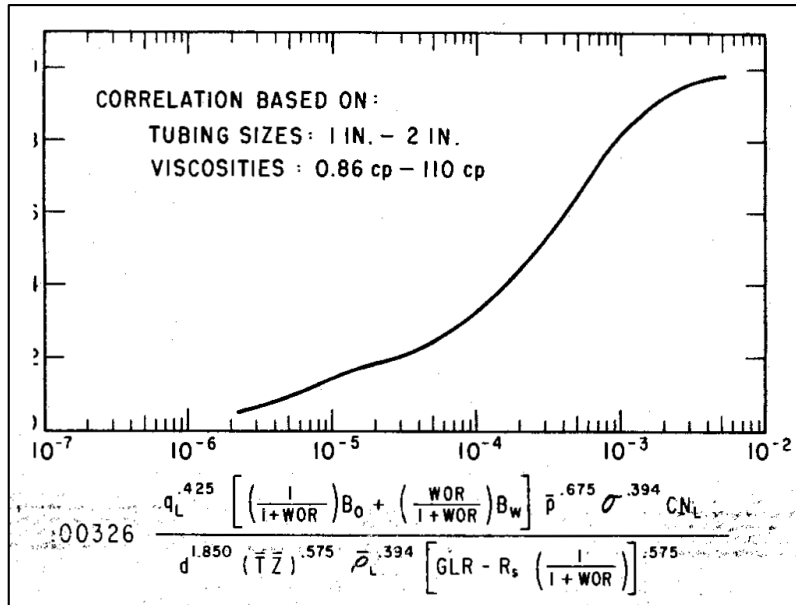
23. Hitung *pipe diameter Number*

$$N_d = 120,872 d \sqrt{\frac{\rho L}{\sigma L}} \dots\dots\dots (3-26)$$

24. Hitung fungsi korelasi Hold Up

$$\Phi = \left( \frac{NLV}{N_{gv}^{0,575}} \right) \left( \frac{P \text{ rata-rata}}{14,7} \right)^{0,19} \left( \frac{CNL}{N_d} \right) \dots\dots\dots (3-27)$$

25. Cari  $H_L/\psi$  dari gambar 3.14.

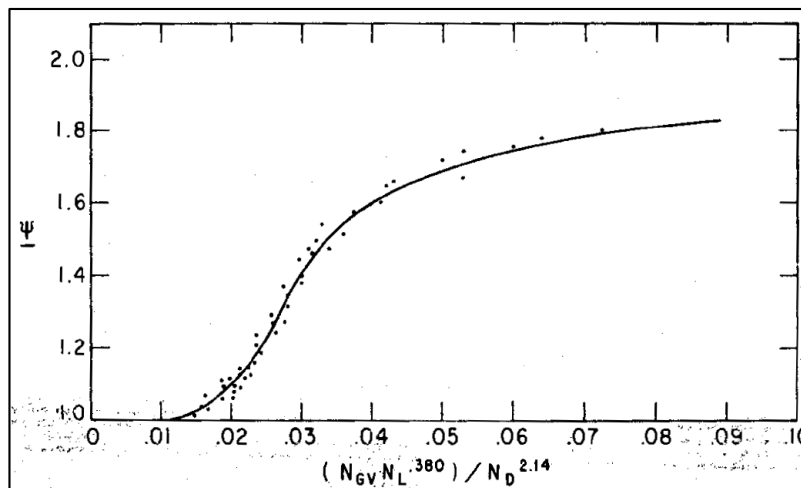


Gambar 3.14. Mencari nilai  $H_L/\psi$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

26. Tentukan koreksi parameter faktor ke dua

$$\Phi = \frac{Ngv NL^{0.380}}{Nd^{2.14}} \dots \dots \dots (3-28)$$

27. Hitung  $\psi$  dari gambar 3.15.



Gambar 3.15. Mencari nilai  $\psi$  untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

28. Hitung nilai  $H_L$

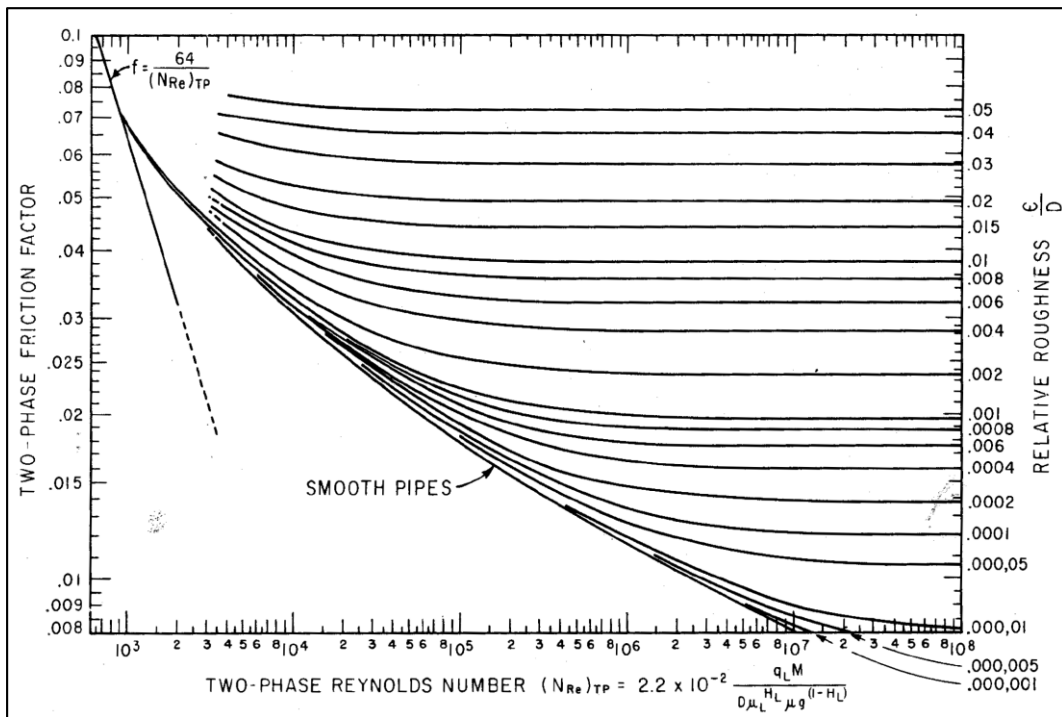
$$H_L = \left(\frac{HL}{\psi}\right)(\psi) \dots \dots \dots (3-29)$$

29. Hitung Reynold Number untuk mencari friksi faktor

$$(N_{Re})_{TP} = \frac{2,2 \times 10^{-2} w}{(d)(\mu_L^{HL})(\mu_g^{1-HL})} \dots \dots \dots (3-30)$$

30. Tentukan nilai  $\epsilon/d$ .

31. Cari friksi faktor dari gambar 3.16.



Gambar 3.16. Mencari nilai friksi faktor untuk Korelasi Hagedorn Brown (Brown, 1977)

32. Hitung rata-rata densitas dua fasa.

$$\rho_m \text{ rata-rata} = \rho_L \text{ rata-rata } H_L + \rho_g \text{ rata-rata } (1 - H_L) \dots \dots \dots (3-31)$$

33. Ulangi langkah 6, 8, 17, 18, dan 20 untuk  $P_1$  dan  $P_2$ .

34. Hitung kecepatan campuran dua fasa pada  $P_1$  dan  $P_2$ .

$$v_{m1} = v_{SL1} + v_{sg1} \dots \dots \dots (3-32)$$

$$v_{m2} = v_{SL2} + v_{sg2} \dots \dots \dots (3-33)$$

35. Hitung nilai  $\Delta (v_m^2)$

$$\Delta (v_m^2) = [v_{m1}^2 - v_{m2}^2] \dots \dots \dots (3-34)$$

36. Hitung  $\Delta h$  sebagai pengganti  $\Delta p = P_1 - P_2$ .

$$\Delta h = \frac{144 Sp - \rho m D \left( \frac{vm^2}{2gc} \right)}{P \text{ rata-rata} + \frac{f_w^2}{2,9652 \times 10^{11} d^5 \rho m \text{ rata-rata}}} \dots \dots \dots (3-35)$$

37. Mulai dengan  $P_2$  dan kedalaman pada  $P_2$ , asumsikan tekanan yang lain dan ulangi prosedur hingga mendapatkan kedalaman yang diinginkan.

Untuk mempercepat perhitungan, korelasi Hagedorn dan Brown telah dijadikan *spreadsheet* dengan nama macro Hagedornbrown.xls.

Description: This spreadsheet calculates flowing pressures in tubing string based on tubing head pressure using Hagedorn-Brown Correlation.

Instruction: 1) Select a unit system; 2) Update parameter values in the input Data section; 3) Click "Solution" button; and 4) View result in the Solution section and charts.

Input Data	U.S. Field Units	SI Units
Depth (D):	1,555 ft	
Tubing inner diameter (d <sub>i</sub> ):	2,441 in.	
Oil gravity (API):	36,9 °API	
Oil viscosity (cp):	1,01 cp	
GLR:	111 scf/boi	
Gas specific gravity (γ <sub>g</sub> ):	0,65 air =1	
Flowing tubing head pressure (p <sub>wh</sub> ):	41 psia	
Flowing tubing head temperature (t <sub>wh</sub> ):	82,4 °F	
Flowing temperature at tubing shoe (t):	167 °F	
Liquid production rate (q <sub>L</sub> ):	180 stb/day	
Water cut (WC):	0 %	

	Depth		Pressure	
	(ft)	(m)	(psia)	(MPa)
	0	0	41	0,28
	54	16	43	0,33
	107	33	56	0,38
	161	49	64	0,44
	214	65	73	0,50
	268	82	82	0,56
	322	98	92	0,63
	643	196	159	1,08
	697	213	171	1,17
	751	229	184	1,25
	804	245	197	1,34
	858	262	210	1,43
	912	278	223	1,52
	965	294	237	1,61
	1,019	311	250	1,70
	1,072	327	264	1,80
	1,126	343	278	1,89
	1,180	360	293	1,99
	1,233	376	307	2,09
	1,287	392	321	2,19
	1,341	409	336	2,29
	1,394	425	351	2,39
	1,448	441	365	2,49
	1,501	458	380	2,59
	1,555	474	395	2,69

Gambar 3.17. Tampilan macro Hagedornbrown.xls untuk Mencari nilai Tekanan Well Head

### 3.1.7.2. Pressure Loss pada Pipa Horizontal

Ada banyak korelasi menghitung kehilangan tekanan pada pipa horizontal, salah satu korelasi yang terkenal yakni korelasi Beggs dan Brill. Berikut adalah langkah-langkah untuk menghitung kehilangan tekanan pada pipa Horizontal.

1. Estimasi kehilangan tekanan yang terjadi
2. Hitung tekanan rata-rata.

Jika  $P_1$  downstream pressure

$$P \text{ rata-rata} = P_1 + \frac{DP}{2} \dots\dots\dots (3-36)$$

Jika  $P_1$  upstream pressure

$$P \text{ rata-rata} = P_1 - \frac{DP}{2} \dots\dots\dots (3-37)$$

3. Hitung densitas liquid dan gas pada kondisi rata-rata dari tekanan dan temperature.

$$\rho_o = \frac{(350 \gamma_o + 0,0764 R_s \gamma_g)}{5,615 B_o} \dots\dots\dots (3-38)$$

$$\rho_g = \frac{0,0764 \gamma_g P \text{ rata-rata} + 520}{14,7 (T \text{ rata-rata} + 460) Z_g} \dots\dots\dots (3-39)$$

4. Hitung laju alir insitu dari liquid dan gas.

$$q_g = \frac{3,27 \cdot 10^{-7} Z_g q_o (GLR - R_s) (T \text{ rata-rata} + 460)}{P \text{ rata-rata}} \dots\dots\dots (3-40)$$

$$q_L = (6,49) \cdot 10^{-5} (q_o \times B_o) \dots\dots\dots (3-41)$$

5. Hitung kecepatan campuran dari liquid dan gas

$$A_p = 0,785 \times D^2 \dots\dots\dots (3-42)$$

$$V_{sL} = q_L / A_p \dots\dots\dots (3-43)$$

$$V_{sg} = q_g / A_p \dots\dots\dots (3-44)$$

$$V_m = V_{sL} + V_{sg} \dots\dots\dots (3-45)$$

6. Hitung laju alir flux

$$G_L = \rho_L \times V_{sL} \dots\dots\dots (3-46)$$

$$G_g = \rho_g \times V_{sg} \dots\dots\dots (3-47)$$

$$G_m = G_L + G_g \dots\dots\dots (3-48)$$

7. Hitung no-slip holdup

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots\dots (3-49)$$

8. Hitung nilai  $N_{FR}$  dan viskositas campuran

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g d} \dots\dots\dots (3-50)$$

$$\mu_m = \left[ (\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)) \right] \times ((6,72) 10^{-4}) \dots\dots\dots (3-51)$$

9. Hitung no-slip Reynolds Number dan Liquid velocity number

$$N_{Rens} = \frac{G_m d}{\mu_m} \dots\dots\dots (3-52)$$

$$N_{Lv} = 1,938 V_{sL} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0,25} \dots\dots\dots (3-53)$$

10. Tentukan pola pola aliran dengan parameter korelasi

$$L_1 = 316 \lambda^{0,302} \dots\dots\dots (3-54)$$

$$L_2 = 0,10 \times \lambda^{-1,4516} \dots\dots\dots (3-55)$$

$$L_3 = 0,0009252 \times \lambda^{-2,4684} \dots\dots\dots (3-56)$$

$$L_4 = 0,5 \times \lambda^{-6,738} \dots\dots\dots (3-57)$$

Dari parameter yang dihitung, maka didapatkan pola aliran yang terjadi  
*Segregated* yakni  $\lambda < 0,01$  dan  $N_{FR} < L_1$  atau  $\lambda \geq 0,01$  dan  $N_{FR} \leq L_2$   
*transition* yakni  $\lambda \geq 0,01$  dan  $L_2 < N_{FR} \leq L_3$   
*Intermittent* yakni  $0,01 \leq \lambda < 0,4$  dan  $L_3 < N_{FR} \leq L_1$  atau  $\lambda \geq 0,4$  dan  $L_3 < N_{FR} \leq L_4$   
*Distributed* yakni  $\lambda < 0,4$  dan  $N_{FR} \geq L_1$  atau  $\lambda \geq 0,4$  dan  $N_{FR} > L_4$

11. Hitung Horizontal hold up  $H_L$  (O), jika pola aliran adalah *transition* maka interpolasi antara pola aliran *segregated* dan *intermittent*.

$$H_L(O) = \left( \frac{a x \lambda^b}{N_{FR} x c} \right) \dots\dots\dots (3-58)$$

Tabel 3.1. Nilai a, b, c pada pola Aliran Korelasi Beggs Brill (Brown, 1977)

Flow pattern	A	b	c
Segregated	0,98	0,4846	0,0868
Intermittent	0,845	0,5351	0,0173
Distributed	1,065	0,5824	0,0609

12. Hitung densitas dua fasa

$$\rho_{tp} = \rho_L \times H_L + \rho_g \times (1 - H_L) \dots\dots\dots (3-59)$$

13. Hitung nilai  $y$ ,  $\ln(y)$  dan  $S$  untuk mencari rasio friksi

$$y = \frac{\lambda}{[H_L O]^2} \dots\dots\dots (3-60)$$

$$S = \frac{[\ln(y)]}{\{-0,0523 + 3,182 \times \ln(y) - 0,8725 \times [\ln(y)]^2 + 0,01853 \times [\ln(y)]^4\}} \dots\dots\dots (3-61)$$

14. Hitung faktor friksi no-slip

$$f_{ns} = 0,0056 + \frac{0,5}{(N_{Re_{ns}})^{0,32}} \dots\dots\dots (3-62)$$

15. Hitung faktor friksi 2 fasa

$$f_{tp} = f_{ns} \times \exp(S) \dots\dots\dots (3-63)$$

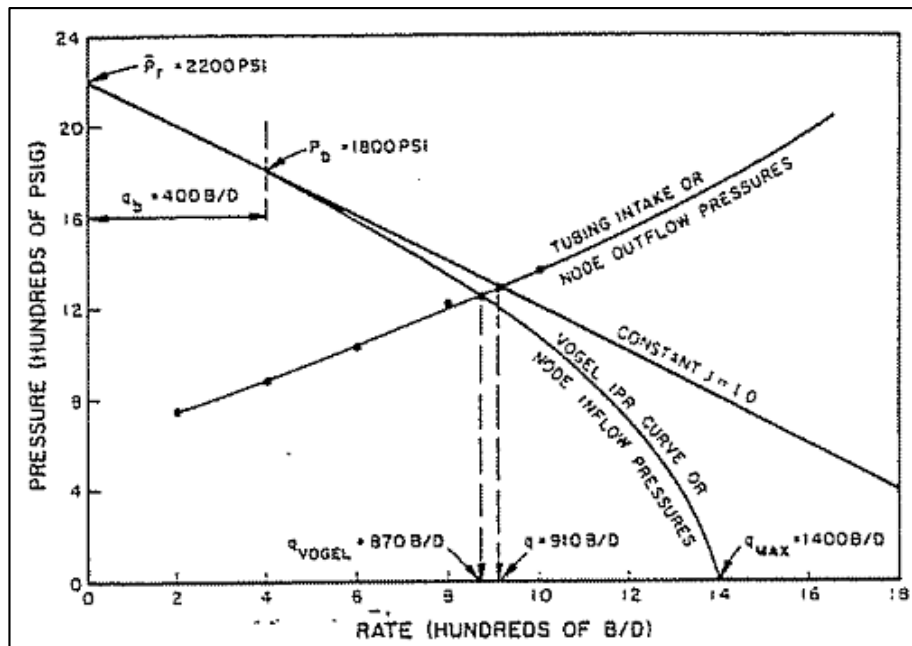
16. Hitung  $\Delta P$  yang terjadi

$$\Delta P = \frac{DZ \times \left( \frac{f_{tp} \times G_m \times V_m}{2 \times g_c \times d} \right)}{1 - \frac{\rho_{tp} \times V_m \times V_{sg}}{g_c \times P \text{ rata2}}}$$

17. Dari hasil perhitungan nilai  $\Delta P$  harus sama dengan nilai  $P$  estimasi, jika tidak, ulangi perhitungan dari awal hingga nilai  $\Delta P$  sama dengan  $P$  estimasi. Perhitungan akan selesai jika nilai tekanan yang diestimasi sama atau mendekati dengan nilai  $\Delta P$  yang dihitung.

**3.1.8. Analisa Nodal di Berbagai Titik**

Analisa sistem nodal merupakan suatu sistem pendekatan untuk optimasi sumur minyak dan gas dengan cara mengevaluasi secara menyeluruh. Nodal merupakan titik pertemuan antara dua komponen dan pada titik pertemuan tersebut secara fisik akan terjadi kesetimbangan dalam bentuk kesetimbangan masa fluida yang mengalir ataupun kesetimbangan tekanan. Analisa sistem nodal ini dilakukan dengan membuat diagram tekanan laju produksi yang merupakan grafik yang menghubungkan antara perubahan tekanan dan laju produksi untuk setiap komponen, menghasilkan perpotongan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Outflow Performance*, perpotongan kedua kurva tersebut akan menghasilkan laju produksi optimum seperti yang terlihat pada Gambar 3.18.



Gambar 3.18. Kurva Performa Nodal Analysis  
(Brown, 1984)

Dengan adanya pilihan titik nodal dan berdasarkan fasilitas serta ketersediaan peralatan penunjang di lapangan dapat memberikan referensi dan informasi apa yang harus dilakukan di sumur tersebut agar mendapatkan rate produksi optimum. Berikut empat lokasi titik nodal yang umum sering digunakan:

1. Titik nodal di dasar sumur.

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 ber-*gravel pack*.

2. Titik nodal di kepala sumur.

Merupakan 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*.

Merupakan pertemuan antara komponen pipa salur dengan komponen *separator*.

4. Titik nodal di *upstream* dan *downstream* jepitan.

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

Ketika sebuah jepitan diinstall pada sistem sumur (contohnya *safety valve* atau *choke*) maka akan memberikan *pressure drop* yang berpengaruh terhadap fungsi laju alir. Formula umum yang digunakan untuk menghitung tekanan yang berhubungan dengan aliran multifasa yang melewati *choke* telah dibuat oleh Gilbert. Berikut adalah persamaannya :

$$P_{wh} = \frac{435 R^{0,546} (q)}{S^{1,89}} \dots\dots\dots (3-64)$$

Dimana :

$P_{wh}$  = Wellhead Pressure, psig

R = gas-liquid ratio, Mcf/bbl

q = *flow rate*, b/d

S = *choke bean diameter*

Gilbert mengembangkan persamaan ini dari data di California dan menyimpulkan bahwa persamaan ini valid selama *downstream pressure* kurang dari 70% dari *upstream pressure* atau rasio dari  $P_d/P_{wh} \leq 0,7$ . Persamaan ini cukup akurat untuk menentukan mengatur ukuran *choke* yang dibutuhkan di awal.

## Bab IV

### Analisa dan Perhitungan

Optimasi produksi dengan Nodal Analisis pada sumur J-01 di lapangan J bertujuan untuk mengetahui kemampuan sumur J-01 dalam berproduksi dan menentukan laju alir optimum dengan sensitivitas *tubing size* dan *choke size*.

#### 4.1. Evaluasi Data Lapangan

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

Tabel 4.1 Data Properti Sumur dan Peralatan Produksi

Profil	Nilai	Satuan
Nama Sumur	J-01*	
Zona Produksi	J-01*	
Formasi	Tuban	
Kedalaman Sumur	8045	ft
Kedalaman Akhir Tubing	7843	ft
Tubing OD	2.375	inch
Tubing ID	2.000	inch
Temperatur	265	°F
Panjang Flowline	6000	ft
Diameter Flowline	3	inch
Pseparator	297.39	psi
Temperatur Kepala Sumur	170	°F
Temperatur <i>Tubing Shoe</i>	262	°F
Pwf	1614	psig

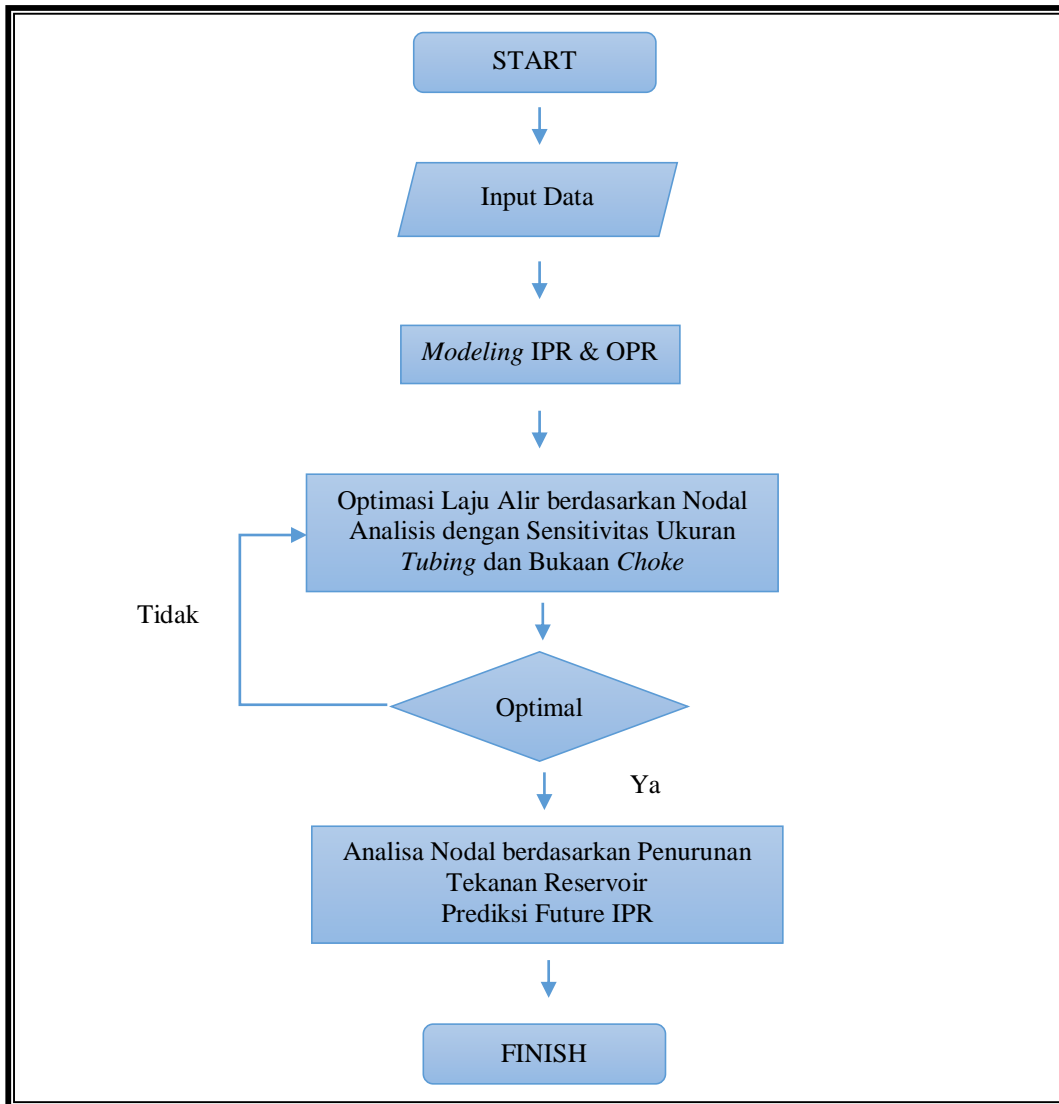
\*bukan nama sebenarnya

Tabel 4.2 Data Properti Fluida

Profil	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	2728	psi
q oil	682	stb/d
q gas	1970980	scf
q water	0	
Temperature	265	°F
Water Cut	0	percent
API	39.0	
SG gas	0.64	
SG minyak	0.83	
SG air	1	
GOR	2890	scf/stb

#### 4.2. Flowchart Analisa Data

*Flowchart* memperlihatkan bagaimana data yang ada akan diolah. Untuk membuat analisa performa sumur, sebelumnya diperlukan suatu modeling kondisi sumur saat ini, parameter yang ingin dilihat dari model ini adalah laju alir dari sumur. Pemodelan dibuat dengan menggunakan aplikasi *MS. Excel*. Setelah dilakukan pemodelan analisa dapat dilakukan, maka penulis mencoba mengoptimasi *tubing size* dan *choke size*. Setelah melakukan dan di dapatkan hasil dari optimasi maka, akan dilakukan penentuan laju alir optimum melalui pemilihan *tubing size* dan *choke size*.



Gambar 4.1 Flowchart Pemodelan dan Optimasi Produksi

### 4.3. Pemodelan Produksi Sumur J-01

Sebelum melakukan analisa performa sumur J-01 dengan Nodal Analisis maka perlu dilakukan modeling produksi sumur J-01, adapun pemodelan produksi ini dilakukan secara manual menggunakan metode Nodal Analisis. Maksud dari pemodelan produksi adalah menguji data yang digunakan penulis sekaligus memodelkan secara teori dan perhitungan dan hasilnya dibandingkan dengan produksi aktual/nyata, jika hasil antara model dan aktual sama atau tidak terlalu jauh berbeda, maka data yang digunakan penulis adalah cukup valid dan bisa

digunakan untuk pengembangan analisa lebih lanjut. Berdasarkan data yang sudah di validasi, penulis menggunakan data tersebut untuk melakukan pemodelan, berikut penjabarannya.

#### 4.3.1. Konstruksi Kurva IPR

1. Kontruksi Kurva IPR dengan metode Vogel.
2. Menghitung  $q_{max}$  dengan rumus Vogel dan  $q_{critical}$ .

$$\begin{aligned}
 q_{omax} &= \frac{q_o}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right)} \\
 &= \frac{682}{1 - 0.2 \left( \frac{1614}{2728} \right) - 0.8 \left( \left( \frac{1614}{2728} \right)^2 \right)} \\
 &= 1134 \text{ stb/d}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 q_{critical} &= \frac{2}{3} \times q_{omax} \\
 &= \frac{2}{3} \times 1134 \\
 &= 756 \text{ stb/d}
 \end{aligned}$$

3. Hitung nilai Pwf, dengan laju alir asumsi dan menghitung dengan rumus Vogel, berikut adalah contoh perhitungannya dengan asumsi  $q = 162$  bpd.

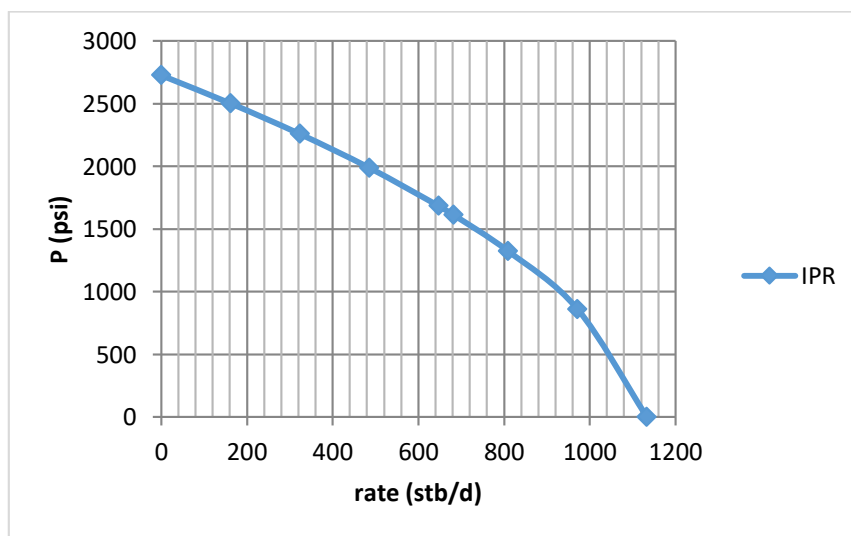
$$\begin{aligned}
 P_{wf} &= 0.125 \times P_s \times \left( -1 + \sqrt{81 - 80 \left( \frac{q_o}{q_{omax}} \right)} \right) \\
 &= 0.125 \times 2728 \times \left( -1 + \sqrt{81 - 80 \left( \frac{162}{1134} \right)} \right) \\
 &= 2503 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Dengan memasukan laju alir asumsi yang lain, maka didapatkan hasil sebagai berikut :

Tabel 4.3 Data IPR

<b>q stb/d</b>	<b>pwf psi</b>
0	2728
162	2503
324	2259
486	1990
648	1685
682	1614
810	1325
972	861
1134	0

Dari data tabel, kurva IPR dapat dibuat, hasilnya sebagai berikut :



Gambar 4.2 Kurva IPR

#### 4.3.2. Mencari nilai Required Horizontal Pressure

*Required horizontal pressure* adalah tekanan yang dibutuhkan untuk dapat mengantarkan fluida dengan laju alir tertentu secara horizontal dari well head sampai ke separator. Pada Nodal Analisis, laju alir ini sering disebut *downstream choke pressure* ( $P_{dc}$ ), atau tekanan setelah *choke*. Pada umumnya nilai  $P_{dc}$  dapat dicari dengan menggunakan korelasi kehilangan tekanan pada pipa horizontal, pada Nodal Analisis korelasi yang terkenal untuk menghitung nilai ini adalah korelasi

Beggs and Brill. Tetapi pada analisa kali ini, untuk menghitung tekanan yang dibutuhkan, hanya menggunakan korelasi Beggs and Brill saja dengan langkah-langkah berikut,

1. Estimasi kehilangan tekanan yang terjadi, misal 0.87 psi.
2. Hitung tekanan rata-rata, dari nilai tekanan *downstream* atau tekanan separator (yang telah diketahui) dan tekanan estimasi.

$$\begin{aligned} P_{rata-rata} &= P_1 + \frac{DP}{2} \\ &= 297.39 + \frac{0.87}{2} \\ &= 297.825 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Hitung densitas liquid dan gas pada kondisi rata-rata dari tekanan dan temperature

$$\begin{aligned} \rho_o &= \frac{(350 \times \gamma_o + 0.0764 \times R_s \times \gamma_g)}{5.615 \times B_o} \\ &= \frac{(350 \times 0.83 + 0.0764 \times 970 \times 0.64)}{5.615 \times 1.16} \\ &= 69.813 \text{ lbm/ft}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rho_g &= \frac{0.0764 \times \gamma_g \times Prata2 \times 520}{14.7 \times (Trata2 + 460) \times z_g} \\ &= \frac{0.0764 \times 0.64 \times 297.825 \times 520}{14.7 \times (85 + 460) \times 0.93} \\ &= 1.016 \text{ lbm/ft}^3 \end{aligned}$$

4. Hitung laju alir insitu dari liquid dan gas.

$$\begin{aligned} q_g &= \frac{3.27 \times 10^{-7} \times z_g \times q_o \times (GLR - R_s) \times (Trata2 + 460)}{Prata2} \\ &= \frac{3.27 \times 10^{-7} \times 0.93 \times 162 \times (2890 - 970) \times (85 + 460)}{297.825} \\ &= 0.173 \text{ ft}^3/\text{sec} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_L &= 6.49 \times 10^{-5} \times (q_o \times B_o) \\ &= 6.49 \times 10^{-5} \times (162 \times 1.16) \\ &= 0.012 \text{ ft}^3/\text{sec} \end{aligned}$$

5. Hitung kecepatan campuran dari liquid dan gas

$$\begin{aligned}A_p &= 0.785 \times D^2 \\ &= 0.785 \times \left(\frac{3}{12}\right)^2 \\ &= 0.049 \text{ ft}^2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_{sL} &= q_L/A_p \\ &= 0.012/0.049 \\ &= 0.249 \text{ ft/sec}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_{sg} &= q_g/A_p \\ &= 0.173/0.049 \\ &= 3.528 \text{ ft/sec}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_m &= V_{sL} + V_{sg} \\ &= 0.249 + 3.528 \\ &= 3.777 \text{ ft/sec}\end{aligned}$$

6. Hitung laju alir flux

$$\begin{aligned}G_L &= \rho_L \times V_{sL} \\ &= 69.813 \times 0.249 \\ &= 17.534 \text{ lbm/sec.ft}^2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}G_g &= \rho_g \times V_{sg} \\ &= 1.016 \times 3.528 \\ &= 3.586 \text{ lbm/sec.ft}^2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}G_m &= G_L + G_g \\ &= 17.534 + 3.586 \\ &= 20.940 \text{ lbm/sec.ft}^2\end{aligned}$$

7. Hitung no-slip holdup

$$\begin{aligned}\lambda &= \frac{q_L}{q_L + q_g} \\ &= \frac{0.012}{0.012 + 0.173} \\ &= 0.066\end{aligned}$$

8. Hitung nilai  $N_{FR}$  dan viskositas campuran

$$\begin{aligned} N_{FR} &= \frac{V_m^2}{g \times d} \\ &= \frac{14.266}{32.2 \times \frac{3}{12}} \\ &= 1.772 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mu_m &= [(\mu_L \times \lambda + \mu_g \times (1 - \lambda))] \times (6.72 \times 10^{-4}) \\ &= [1 \times 0.066 + 0.02 \times (1 - 0.066)] \times (6.72 \times 10^{-4}) \\ &= 0.0000568 \text{ lbm/sec.ft} \end{aligned}$$

9. Hitung no-slip Reynolds Number dan liquid velocity number

$$\begin{aligned} N_{Re_{ns}} &= \frac{G_m \times d}{\mu_m} \\ &= \frac{20.940 \times \frac{3}{12}}{0.0000568} \\ &= 92185.30 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_{Lv} &= 1.938 \times V_{sL} \times \frac{\rho_L^{0.25}}{\sigma_L} \\ &= 1.938 \times 0.249 \times \frac{69.813^{0.25}}{50} \\ &= 0.524 \end{aligned}$$

10. Tentukan pola-pola aliran dengan parameter korelasi

$$\begin{aligned} L_1 &= 316 \times \lambda^{0.302} \\ &= 138.942 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_2 &= 0.10 \times \lambda^{-1.4516} \\ &= 0.792 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_3 &= 0.0009252 \times \lambda^{-2.4684} \\ &= 5.191 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_4 &= 0.5 \times \lambda^{-2.4684} \\ &= 45795593 \end{aligned}$$

Dari parameter yang dihitung, maka didapatkan pola aliran yang terjadi adalah *transition* yakni  $\lambda \geq 0.01$  dan  $L_2 < N_{FR} \leq L_3$  ( $0.066 \geq 0.01$  dan  $0.792 < 1.772 \leq 5.191$ )

11. Hitung Horizontal hold up  $H_L(O)$ , jika pola aliran adalah *transition* maka interpolasi antara pola aliran *segregated* dan *intermittent*

$$\begin{aligned} H_L(O) &= \left(\frac{a \times \lambda^b}{N_{FR} \times c}\right)_{segregated} + \left(\frac{a \times \lambda^b}{N_{FR} \times c}\right)_{intermittent}/2 \\ &= \left(\frac{0.98 \times 0.066^{0.4846}}{1.772 \times 0.0868}\right)_{segregated} + \left(\frac{0.845 \times 0.066^{0.5351}}{1.772 \times 0.0173}\right)_{intermittent}/2 \\ &= 0.218 \end{aligned}$$

12. Hitung densitas dua fasa

$$\begin{aligned} \rho_{tp} &= \rho_L \times H_L + \rho_g \times (1 - H_L) \\ &= 69.813 \times 0.218 + 1.016 \times (1 - 0.218) \\ &= 54.781 \text{ lbm/ft}^3 \end{aligned}$$

13. Hitung nilai  $y$ ,  $\ln(y)$  dan  $S$  untuk mencari rasio friksi

$$\begin{aligned} y &= \frac{\lambda}{[H_L O]^2} \\ &= \frac{0.066}{[0.218]^2} \\ &= 1.379 \end{aligned}$$

$$\ln(y) = 0.321$$

$$\begin{aligned} S &= \frac{[\ln(y)]}{\{-0.0523 + 3.182 \times \ln(y) \times 0.8725 \times [\ln(y)]^2 + 0.01853 \times [\ln(y)]^4\}} \\ &= \frac{[0.321]}{\{-0.0523 + 3.182 \times 0.321 \times 0.8725 \times [0.321]^2 + 0.01853 \times [0.321]^4\}} \\ &= 0.365 \end{aligned}$$

14. Hitung faktor friksi no-slip

$$\begin{aligned} f_{ns} &= 0.0056 + \frac{0.5}{(N_{Rens})^{0.32}} \\ &= 0.0056 + \frac{0.5}{(92185.30)^{0.32}} \\ &= 0.018 \end{aligned}$$

15. Hitung faktor friksi 2 fasa

$$\begin{aligned} f_{tp} &= f_{ns} \times \exp(S) \\ &= 0.018 \times \exp(0.365) \\ &= 0.027 \end{aligned}$$

16. Hitung  $\Delta P$  yang terjadi

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{DZ \times \left( \frac{f_{tp} \times G_m \times V_m}{2 \times g_c \times d} \right)}{1 - \frac{\rho_{tp} \times V_m \times V_{sg}}{g_c \times P_{rata2}}} \\ &= \frac{6000 \times \left( \frac{0.027 \times 20.940 \times 3.777}{2 \times 32.2 \times \frac{3}{12}} \right)}{1 - \frac{54.781 \times 3.777 \times 3.528}{32.3 \times 297.825}} \\ &= 0.87 \text{ psi} \end{aligned}$$

17. Dari hasil perhitungan didapat  $\Delta P$  adalah 0.87, adalah kehilangan tekanan yang terjadi di sepanjang pipa horizontal. Nilai ini sama dengan nilai tekanan estimasi yakni 0.87 psi, jika nilai tersebut tidak sama maka harus diulang dari langkah awal.

Berikut adalah tabulasi hasil perhitungan diatas P requirement horizontal =  $P_{sep} + \Delta P$

Tabel 4.4 Data Hasil P Requirement Horizontal

q stb/d	pwf psi	P requirement horizontal psi
0	2728	
162	2503	298.26
324	2259	300.48
486	1990	303.86
648	1685	308.4
682	1614	309.5
810	1325	314.12
972	861	321.07
1134	0	329.32

### 4.3.3. Konstruksi Kurva OPR

Konstruksi Kurva OPR atau *Tubing Intake* dengan menggunakan macro HagedornBrown.xls. tujuannya adalah menemukan performa tubing yang dipakai terhadap kemampuan sumur. Cara mencarinya dapat dilihat pada gambar dibawah ini.

**HagedornBrownCorrelation.xls**  
**Description:** This spreadsheet calculates flowing pressures in tubing string based on tubing head pressure using Hagedorn-Brown Correlation.  
**Instruction:** 1) Select a unit system; 2) Update parameter values in the Input Data section; 3) Click "Solution" button; and 4) View result in the Solution section and charts.

Input Data	US Field Units	SI Units
Depth (D):	7,843 ft	
Tubing inner diameter (d <sub>i</sub> ):	2 in.	
Oil gravity (API):	39 °API	
Oil viscosity (cp):	0.81 cp	
GLP:	2890 scf/bbl	
Gas specific gravity (γ <sub>g</sub> ):	0.64 air = 1	
Flowing tubing head pressure (p <sub>th</sub> ):	309.5 psia	
Flowing tubing head temperature (t <sub>th</sub> ):	170 °F	
Flowing temperature at tubing shoe (t <sub>sh</sub> ):	262 °F	
Liquid production rate (q <sub>L</sub> ):	682 stb/day	
Water cut (W/C):	0 %	
Interfacial tension (σ):	50 dynes/cm	
Specific gravity of water (γ <sub>w</sub> ):	1.02 H <sub>2</sub> O=1	

Depth		Pressure	
(ft)	(m)	(psia)	(MPa)
6,491	1,979	1,331	9.05
6,761	2,061	1,386	9.43
7,032	2,144	1,441	9.81
7,302	2,226	1,498	10.19
7,573	2,309	1,554	10.57
7,843	2,391	1,612	10.96

**Cara mencari nilai Tubing Intake Pressure**  
**Langkah :**  
 1. Input data  
 2. Masukkan liquid rate dan P req horizontal yang ingin dicari

Nilai P requirement horizontal  
 Nilai rate yang ingin dicari

Nilai Tubing Intake Pressure

Gambar 4.3 Cara mencari nilai Tubing Intake Pressure

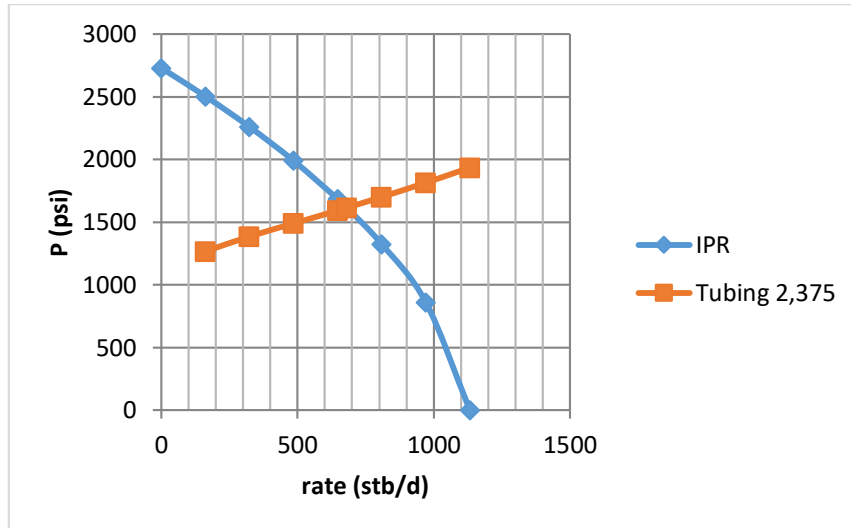
Berikut adalah tabulasi hasil perhitungan OPR berdasarkan tubing yang digunakan yaitu 2.375 inch (OD) dengan 2.000 inch (ID).

Tabel 4.5 Data OPR

q stb/d	pwf psi	P requirement horizontal psi	Tubing Intake Pressure 2.375 inch psi
0	2728		
162	2503	298.26	1265
324	2259	300.48	1384
486	1990	303.86	1488
648	1685	308.4	1591
682	1614	309.5	1614
810	1325	314.12	1699
972	861	321.07	1813
1134	0	329.32	1933

#### 4.3.4. Modeling dengan Nodal Analisis

Setelah mendapatkan nilai yang di input dalam tabel maka Nodal Analisis dapat dilakukan dengan membuat kurva perpotongan antara IPR dan OPR. Sumbu x adalah laju alir dan sumbu y adalah Pwf.



Gambar 4.4 Modeling Sumur J-01 dengan Nodal Analisis

Dari gambar dilihat bahwa kurva IPR dengan OPR berpotongan di 682 stb/d, nilai ini sama dengan laju alir saat test maka hal ini menunjukkan bahwa model yang dibuat valid, sehingga performa sumur kedepan dapat dilakukan.

#### 4.4. Analisa Performa Sumur J-01

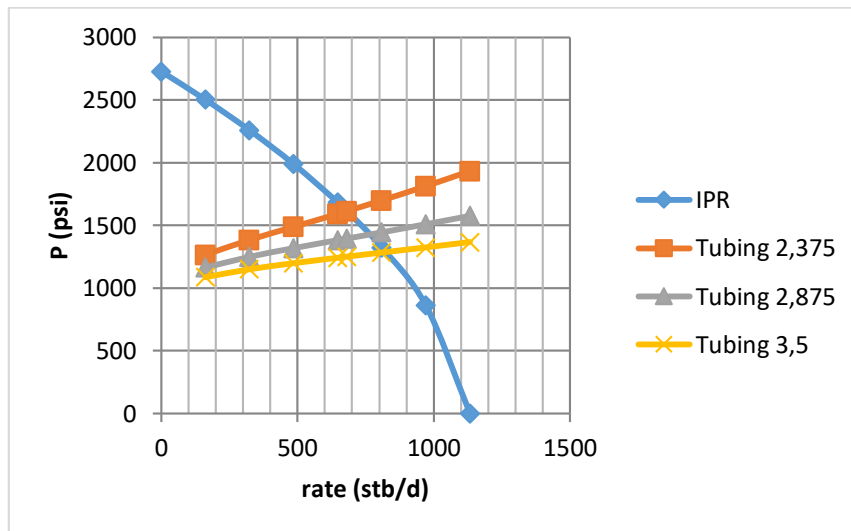
##### 4.4.1. Optimasi Sumur J-01 dengan Sensitivitas Tubing

Sumur J-01 merupakan sumur yang berproduksi secara sembur alam dengan menggunakan *tubing* 2.375 inch, dengan Nodal Analisis ingin dilihat apakah dengan *tubing* yang sekarang sudah didapatkan laju alir optimum dari sumur. Cara melakukan optimasi sama dengan membuat modeling performa, hanya saja untuk *tubing* disini dilihat pada ukuran 2.875 inch dan 3.5 inch sebagai sensitivitasnya. Dengan melakukan tahapan seperti modeling maka didapatkan input tabel sebagai berikut.

Tabel 4.6 Hasil Nodal Analisis Sumur J-01

q stb/d	p <sub>wf</sub> psi	P requirement horizontal psi	Tubing Intake Pressure		
			2.375	2.875	3.5
			psi	psi	psi
0	2728				
162	2503	298.26	1265	1165	1088
324	2259	300.48	1384	1251	1151
486	1990	303.86	1488	1320	1199
648	1685	308.4	1591	1384	1242
682	1614	309.5	1614	1397	1251
810	1325	314.12	1699	1446	1283
972	861	321.07	1813	1511	1324
1134	0	329.32	1933	1577	1366

Setelah semua data pada table didapatkan, maka dilakukan plotting untuk melihat kurva yang berpotongan antara IPR dan OPR masing-masing *tubing*



Gambar 4.5 Tubing Optimization berdasarkan Nodal Analisis

Dari perpotongan kurva dapat dilihat, dengan mengganti ukuran *tubing* menjadi 2.875 inch akan menghasilkan laju alir sebesar 754 stb/d, tetapi jika ukuran tubing diganti menjadi 3.5 inch akan menghasilkan laju alir sebesar 820 stb/d yang mana laju alir ini melampaui batas laju alir kritis dari sumur yaitu 756 stb/d. Sehingga didapat dari analisa bahwa sumur J-01 dapat memproduksi fluida secara optimal dengan mengganti ukuran *tubing* menjadi 2.875 inch.

#### 4.4.2. Optimasi Sumur J-01 dengan Sensitivitas Choke

Untuk melakukan analisa performa lanjut dari sumur J-01 langkahnya adalah melakukan sensitivitas pada *choke*, sehingga didapatkan laju alir yang diinginkan pada saat *choke* dipasang. Cara melakukan optimasi akan dijelaskan berikut ini, untuk choke disini dilihat pada bukaan 16/64 inch, 32/64 inch, 48/64 inch, 64/64 inch, dan 128/64 inch sebagai sensitivitasnya.

1. Mencari nilai Pwh inflow dengan menggunakan macro HagedornBrown.xls. Pwh dicari dengan mencocokkan nilai yang cocok terhadap nilai Pwf dan data yang ada. Cara mencarinya dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

**HagedornBrownCorrelation.xls**  
**Description:** This spreadsheet calculates flowing pressures in tubing string based on tubing head pressure using Hagedorn-Brown Correlation.  
**Instruction:** 1) Select a unit system; 2) Update parameter values in the Input Data section; 3) Click "Slection" button; and 4) View result in the Solution section and charts.

Input Data	US Field Units	SI Units
Depth (D):	7,843 ft	
Tubing inner diameter (d <sub>i</sub> ):	2 in.	
Oil gravity (API):	39 °API	
Oil viscosity (cp):	0.81 cp	
GLR:	2890 scf/bbl	
Gas specific gravity (γ <sub>g</sub> ):	0.64 air = 1	
Flowing tubing head pressure (p <sub>wh</sub> ):	1507 psia	
Flowing tubing head temperature (t <sub>wh</sub> ):	170 °F	
Flowing temperature at tubing shoe (t <sub>ws</sub> ):	262 °F	
Liquid production rate (q <sub>L</sub> ):	162 stb/day	
Water cut (W/C):	0 %	
Interfacial tension (σ):	50 dynes/cm	
Specific gravity of water (γ <sub>w</sub> ):	1.02 H <sub>2</sub> O=1	

Depth		Pressure	
(ft)	(m)	(psia)	(MPa)
6,491	1,979	2,274	15.47
6,761	2,061	2,318	15.77
7,032	2,144	2,363	16.08
7,302	2,226	2,409	16.38
7,573	2,309	2,455	16.70
7,843	2,391	2,501	17.01

**Cara mencari nilai Pwh**  
**Langkah :**  
 1. Input data  
 2. Cocokkan nilai Pwh dengan nilai Pwf

Nilai Pwh  
 Dicari dengan trial error  
 Dicocokkan dengan nilai Pwf

Nilai Pwf

Gambar 4.6 Cara mencari nilai Pwh

Pada gambar terlihat bahwa yang akan dicari merupakan nilai Pwh, jika nilai Pwf 2501 psi dan laju alir 162 maka dengan macro HagedornBrown.xls didapatkan Pwh sebesar 1507 psi. Jika didapatkan nilai Pwh yang cocok maka nilai Pwh akan diinput kedalam table IPR yang telah dibuat dengan nama Pwh Inflow. Berikut adalah hasil dari Pwh Inflow untuk data lainnya

Tabel 4.7 Data Hasil Pwh Inflow

q stb/d	pwf psi	Pwh Inflow		
		2.375	2.875	3.5
		psi	psi	psi
0	2728			
162	2503	1507	1610	1692
324	2259	1149	1284	1388
486	1990	788	954	1076
648	1685	398	599	739
682	1614	310	518	662
810	1325		198	354
972	861			
1134	0			

2. Mencari nilai *Upstream Choke Pressure* ( $P_{uc}$ ), nilai ini merupakan nilai pressure yang berada pada titik sebelum memasuki *choke*, nilai ini dicari dengan korelasi. Pada kali ini penulis memakai Korelasi Gilbert, karena korelasi ini yang paling umum digunakan. Berikut merupakan perhitungan dengan korelasi Gilbert.

$$\begin{aligned}
 P_{uc} &= \frac{435 \times GLR^{0.546} \times q}{choke\ size^{1.89}} \\
 &= \frac{435 \times \left(\frac{2890}{1000}\right)^{0.546} \times 162}{16^{1.89}} = 666.603\ psig \\
 &= 666.603 + 14.7 = 681.30\ psia
 \end{aligned}$$

Kemudian input nilai  $P_{uc}$  yang didapat kedalam tabel

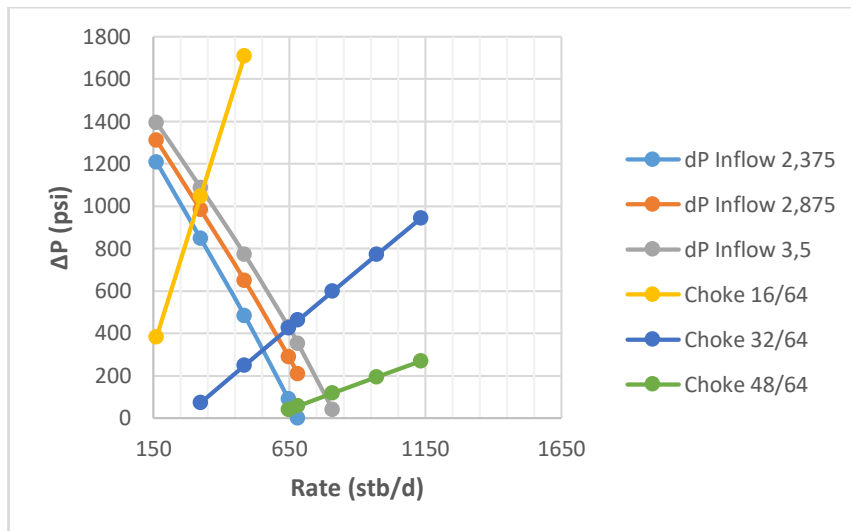
Tabel 4.8 Data Hasil P Upstream Choke

q stb/d	pwf psi	P upstream Choke Size/64				
		16	32	48	64	128
		psi	psi	psi	psi	psi
0	2728	15	15	15	15	15
162	2503	681	194	98	63	28
324	2259	1347	374	182	112	41
486	1990	2014	554	265	160	54
648	1685	2680	734	349	209	67
682	1614	2821	772	367	219	70
810	1325	3346	914	432	257	80
972	861	4013	1093	516	306	93
1134	0	4679	1273	600	354	106

- Setelah mendapatkan nilai yang di input dalam tabel maka Nodal Analisis dapat dilakukan. Nodal Analisis merupakan kurva perpotongan antara plot  $\Delta P$  Inflow dengan  $\Delta P$  Outflow.  $\Delta P$  Inflow merupakan beda tekanan dari Pwh Inflow dengan Puc.  $\Delta P$  Outflow merupakan beda tekanan antara Puc dengan P Requirement Horizontal. Setelah diplot pada grafik, akan didapatkan perpotongan 2 kurva, perpotongan ini merupakan laju alir yang didapat dari hasil analisis. Berikut adalah tabel Nodal Analisis untuk sumur J-01 :

Tabel 4.9 Hasil Nodal Analisis

q stb/d	pwf psi	P requirement Horizontal psi	Pwh Inflow			P upstream Choke Size/64					Δp Inflow			Δp Outflow				
			2.375	2.875	3.5	16	32	48	64	128	2.375	2.875	3.5	16	32	48	64	128
			psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
0	2728					15	15	15	15	15								
162	2503	298.26	1507	1610	1692	681	194	98	63	28	1208.74	1311.74	1393.74	383	-104	-200	-235	-270
324	2259	300.48	1149	1284	1388	1347	374	182	112	41	848.52	983.52	1087.52	1047	74	-119	-189	-260
486	1990	303.86	788	954	1076	2014	554	265	160	54	484.14	650.14	772.14	1710	250	-39	-144	-250
648	1685	308.4	398	599	739	2680	734	349	209	67	89.6	290.6	430.6	2372	425	40	-100	-241
682	1614	309.5	310	518	662	2821	772	367	219	70	0.5	208.5	352.5	2512	462	57	-91	-240
810	1325	314.12		198	354	3346	914	432	257	80			39.88	3032	600	118	-57	-234
972	861	321.07				4013	1093	516	306	93				3692	772	195	-15	-228
1134	0	329.32				4679	1273	600	354	106				4350	944	270	25	-223



Gambar 4.7 Choke Optimization berdasarkan Nodal Analisis

Dari perpotongan kurva dapat dilihat laju alir optimum dari setiap ukuran bukaan *choke*, seperti yang tertera pada table berikut :

Tabel 4.10 Laju Alir Optimum

Q Optimum Tubing Size (stb/d)	Choke Size (inch)		
	16	32	48
2.375	290	550	665
2.875	312	605	-
3.5	330	645	780

#### 4.4.3. Analisa Performa Sumur J-01 dengan Sensitivitas Tekanan Reservoir

Untuk mengetahui pada tekanan reservoir dari sumur J-01 yang keberapakah fasilitas produksinya tidak mampu melakukan produksi dilakukan analisa performa lanjut yaitu dengan sensitivitas penurunan tekanan reservoir. Dengan melakukan sensitivitas pada tekanan reservoir, maka penulis memilih 3 penurunan tekanan reservoir yaitu sebesar 2028 psi, 1528 psi, 1028 psi. Sama seperti analisa sebelumnya langkah awal yang perlu dilakukan adalah membuat kurva IPR, tetapi karena pada kondisi analisa ini merupakan kondisi masa depan, maka untuk mencari  $q_{max}$  menggunakan persamaan Eckmeir atau biasa disebut dengan metode Fetckovich-Vogel. Mencari  $q_{max}$  dengan persamaan berikut.

$$\begin{aligned}
 q_{max2} &= \frac{q_{max1}}{\left(\frac{P_{s1}}{P_{s2}}\right)^3} \\
 &= \frac{1134}{\left(\frac{2728}{2028}\right)^3} \\
 &= 466 \text{ stb/d}
 \end{aligned}$$

dengan rumus diatas, maka pada tekanan 2028 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 466 stb/d, pada tekanan 1528 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 199 stb/d dan pada tekanan 1028 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 61 stb/d. Setelah mendapatkan  $q_{max}$  maka dengan laju alir asumsi, dicari nilai Pwf dengan persamaan Vogel sehingga kurva IPR dapat dibuat. Berikut adalah kurva tabel untuk membuat *Future* IPR dengan tekanan 2028 psi, 1528 psi dan 1028 psi.

Tabel 4.11 Data IPR pada 2028 psi

<b>q stb/d</b>	<b>pwf psi</b>
0	2028
67	1861
133	1679
200	1479
266	1252
333	985
399	640
466	0

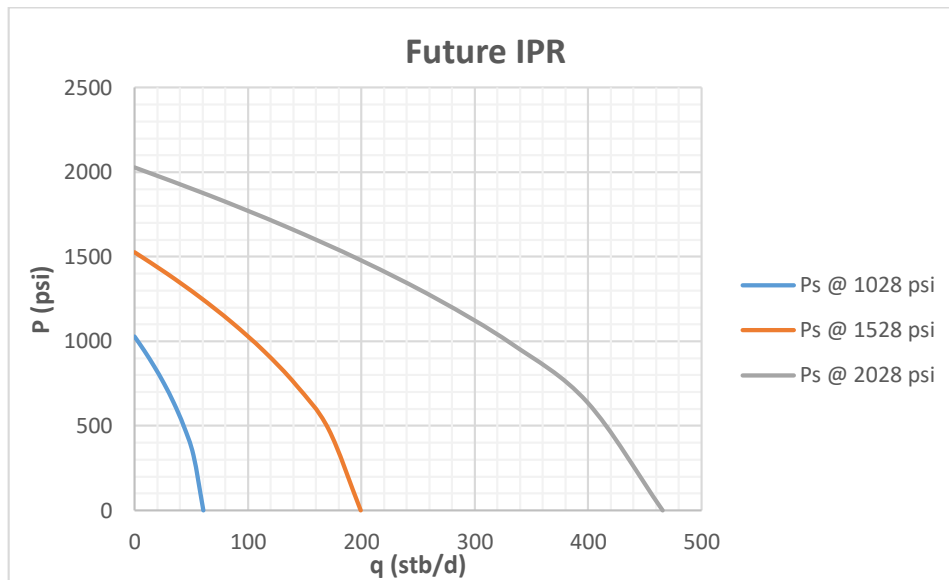
Tabel 4.12 Data IPR pada 1528 psi

<b>q stb/d</b>	<b>pwf psi</b>
0	1528
28	1402
57	1265
85	1114
114	944
142	742
171	482
199	0

Tabel 4.13 Data IPR pada 1028 psi

<b>q stb/d</b>	<b>pwf psi</b>
0	1028
9	943
17	851
26	750
35	635
43	499
52	325
61	0

Setelah mendapatkan tabel untuk membuat IPR, maka dilanjutkan dengan membuat kurva IPR. Berikut adalah *Future* IPR dari sumur J-01.



Gambar 4.8 Future IPR Sumur J-01

Langkah yang dilakukan selanjutnya setelah membuat kurva *Future IPR*, adalah melakukan analisa terhadap laju alir sumur J-01 setelah tekanan reservoir menurun. Dengan cara seperti pembuatan model, analisa di setting dengan dengan ukuran *tubing 2.875 inch open flow*. Berikut merupakan tabel dan grafik hasil analisa dari setiap penurunan tekanan.

Tabel 4.14 Hasil Nodal Analisis pada Ps 2028 psi

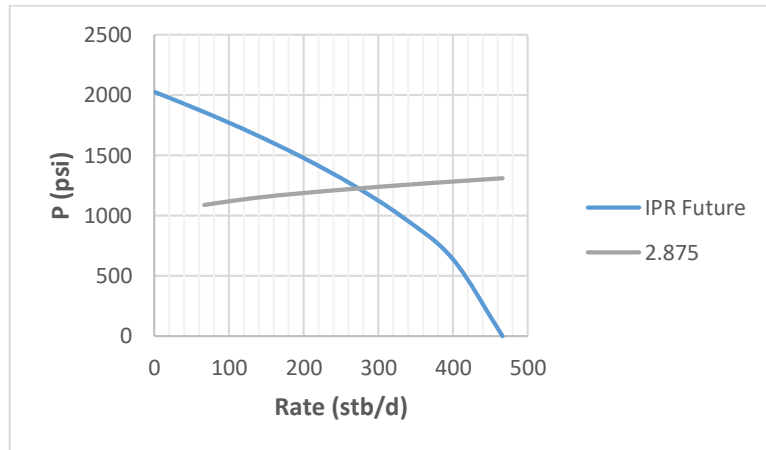
<b>q (stb/d)</b>	<b>pwf (stb/d)</b>	<b>P Requirement Horizontal (psi)</b>	<b>Tubing Intake Pressure 2.875 inch (psi)</b>
0	2028		
67	1861	297.58	1088
133	1679	298.02	1146
200	1479	298.69	1188
266	1252	299.55	1223
333	985	300.64	1255
399	640	301.9	1284
466	0	303.38	1312

Tabel 4.15 Hasil Nodal Analisis pada Ps 1528 psi

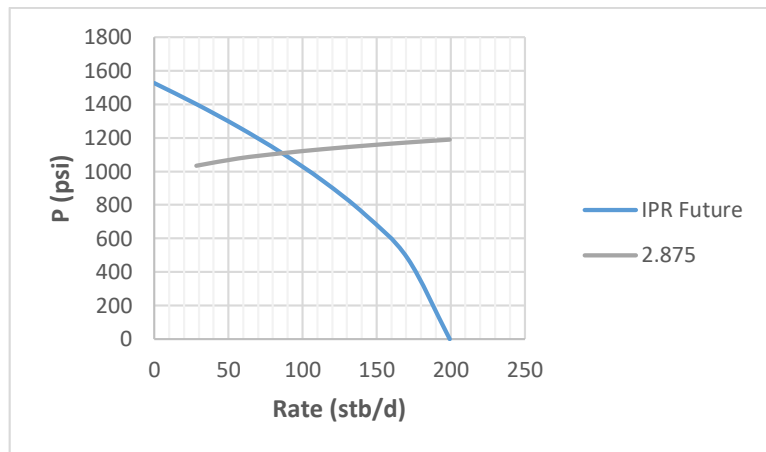
<b>q (stb/d)</b>	<b>pwf (stb/d)</b>	<b>P Requirement Horizontal (psi)</b>	<b>Tubing Intake Pressure 2.875 inch (psi)</b>
0	1528		
28	1402	297.43	1032
57	1265	297.53	1076
85	1114	297.67	1106
114	944	297.87	1131
142	742	298.09	1152
171	482	298.37	1171
199	0	298.68	1188

Tabel 4.16 Hasil Nodal Analisis pada Ps 1028 psi

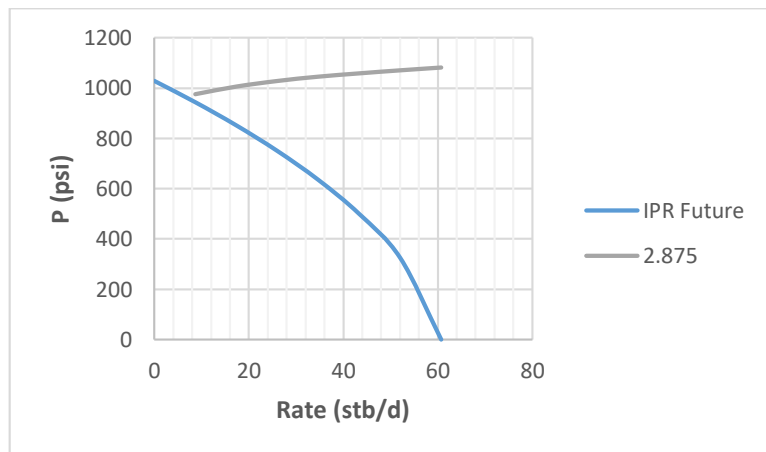
<b>q (stb/d)</b>	<b>pwf (stb/d)</b>	<b>P Requirement Horizontal (psi)</b>	<b>Tubing Intake Pressure 2.875 inch (psi)</b>
0	1028		
9	943	297.4	976
17	851	297.41	1006
26	750	297.43	1028
35	635	297.45	1045
43	499	297.47	1058
52	325	297.51	1070
61	0	297.55	1081



Gambar 4.9 Nodal Analisis pada Ps 2028 psi



Gambar 4.10 Nodal Analisis pada Ps 1528 psi



Gambar 4.11 Nodal Analisis pada Ps 1028 psi

Dari hasil analisa yang dilakukan dapat dilihat bahwa, pada tekanan 2028 psi, sumur J-01 masih dapat memproduksi fluida dengan laju alir sebesar 270 stb/d. Pada tekanan 1528 psi sumur J-01 juga masih memproduksi dengan laju alir 85 stb/d. Pada tekanan 1028 psi sumur J-01 Nodal Analisis yang dibuat memiliki kurva yang tidak berpotongan, sehingga diasumsikan pada tekanan ini sumur tidak mampu mengalirkan fluida lagi.

Jika dilakukan skenario penurunan tekanan reservoir pertahunnya adalah 200 psi dari 2628 psi maka akan didapatkan data pada tabel berikut.

Tabel 4.17 Data Penurunan Tekanan Reservoir per Tahunnya

<b>No Model</b>	<b>Tekanan Reservoir (psi)</b>	<b>Laju Alir (stb/d)</b>	<b>Laju Alir Maksimum (stb/d)</b>	<b>Tahun</b>	<b>Keterangan</b>
9	2728	754	1134	2017	Tahun Sekarang
8	2628	674	1014	2018	Tahun Pertama
7	2428	510	800	2019	Tahun ke-2
6	2228	375	618	2020	Tahun ke-3
5	2028	270	466	2021	Tahun ke-4
4	1828	180	341	2022	Tahun ke-5
3	1628	110	241	2023	Tahun ke-6
2	1428	62	163	2024	Tahun ke-7
1	1228	27	103	2025	Tahun ke-8
0	1028	0	61	2026	Tahun ke-9

## **Bab V**

### **Pembahasan**

Sumur J-01 merupakan sumur yang berada pada Lapangan J. Sumur J-01 merupakan sumur *natural flow* yang berarti masih mengalir dengan tekanan reservoir tanpa bantuan alat pengangkatan bantuan, melihat kondisi ini analisa terhadap performa dan *life time* dari sumur J-01 merupakan salah satu kajian untuk mengoptimasi produksi di lapangan tersebut. Pendekatan analisa yang digunakan adalah Nodal Analisis, dengan Nodal Analisis akan didapatkan analisa performa dari sumur yang mengarah kepada optimasi apa yang bisa dilakukan pada sumur ini.

Sebelum dilakukan analisa diperlukan suatu pemodelan agar dapat dilakukan analisa kedepannya. Pemodelan dibuat dengan metode Nodal Analisis secara manual. Karena hasil dari Nodal Analisis merupakan pembacaan laju alir, maka pemodelan yang dilakukan adalah mencocokkan laju alir test dengan laju alir hasil Nodal Analisis. Maksud dari pemodelan produksi adalah menguji data yang digunakan penulis sekaligus memodelkan secara teori dan perhitungan serta hasilnya dibandingkan dengan produksi aktual/nyata, jika hasil antara model dan aktual sama atau tidak terlalu jauh berbeda, maka data yang digunakan penulis adalah cukup valid dan bisa digunakan untuk pengembangan analisa lebih lanjut. Pada Bab sebelumnya telah dijabarkan bagaimana Nodal Analisis dilakukan dan ternyata hasil yang didapat adalah sama dengan saat test dilakukan yakni laju alirnya adalah 682 stbd. Dengan menggunakan rumus eror yaitu  $q_{\text{desain}}/q_{\text{actual}}$  di kali 100% di dapatkan nilai ketepatan nya sebesar 100%, itu berarti modeling yang di buat sama dengan yang ada di lapangan sebenarnya. Dengan hasil analisa ini, maka performa kedepannya dapat dilakukan.

Setelah dilakukan pemodelan, maka langkah selanjutnya adalah melakukan analisa performa sumur untuk melakukan optimasi. Optimasi hanya ditinjau dari *tubing size* dan bukaan *choke size* saja, dengan Nodal Analisis ingin

dilihat apakah dengan *tubing optimization* dan *choke optimization* sudah didapatkan laju alir optimum dari sumur.

Untuk melakukan *tubing optimization* adalah dengan cara membuat modeling performa, hanya saja untuk *tubing* disini dilihat pada ukuran 2.375 inch, 2.875 inch dan 3.500 inch sebagai sensitivitasnya (Guo, Boyun, 2007). Dalam Nodal Analisis untuk mengoptimasikan *tubing* sebelumnya harus dilakukan konstruksi IPR atau *Inflow Performace Relationship* yaitu dengan menghitung nilai Pwf dari laju alir asumsi dengan menggunakan metode Vogel untuk mengetahui performa atau kinerja dari sumur. Setelah konstruksi IPR dilakukan dicari nilai dari *Required Horizontal Pressure* untuk mengetahui seberapa besar tekanan yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida dengan laju alir tertentu secara horizontal dari well head sampai ke separator yang mana tekanan ini juga dibutuhkan untuk melakukan *choke optimization*. Kemudian barulah dapat dilakukan pencarian nilai OPR atau *Outflow Performance Relationship* untuk mengetahui performa atau kinerja dari *tubing* yang digunakan. OPR dicari dengan macro HagedornBrown.xls dengan memasukkan seluruh komponen yang dibutuhkan dan memplot nilai *Required Horizontal Pressure* sebagai nilai Pwh maka akan didapatkan nilai tekanan pada kedalaman *End of Tubing* (EOT), nilai tekanan ini yang disebut sebagai nilai OPR atau *Tubing Intake Pressure*. Kemudian setelah didapatkan nilai OPR dari setiap laju alir pada ukuran *tubing* yang berbeda-beda kemudian membuat Nodal Analisis. Cara memplot kurva pada analisa ini dengan adalah dengan dilihat perpotongan antara kurva IPR dengan OPR.

Dari perpotongan kurva dapat diketahui performa dari *tubing*, dengan menggunakan *tubing* ukuran 2.375 inch akan didapat laju alir sebesar 682 stbd, jika memperbesar ukuran *tubing* menjadi 2.875 inch akan didapat laju alir sebesar 754 stbd, sedangkan untuk ukuran *tubing* 3.500 inch didapatkan laju alir sebesar 820 stbd yang mana laju alir ini melampaui batas laju alir kritis dari sumur yaitu 756 stbd. Setelah ditinjau dari ketiga sensitivitas di atas, penulis memutuskan menggunakan ukuran *tubing* 2.875 inch karena laju alir yang

dihasilkan dengan menggunakan ukuran *tubing* ini tidak melebihi batas laju alir kritis dan laju alir yang didapat melebihi laju alir *tubing* 2.375 inch. Sehingga dapat disimpulkan bahwa sumur J-01 dapat memproduksi fluida secara optimal dengan mengganti ukuran *tubing* 2.875 inch (OD) ; 2.441 inch (ID) (Guo, 2007) dengan laju alir 754 stbd karena ukuran *tubing* lebih besar kapasitasnya daripada *tubing* sebelumnya dan nilai perpotongan antara kurva IPR dan OPR lebih besar, namun tidak melebihi laju alir kritisnya.

Untuk melakukan analisa performa dari sumur J-01 adalah melakukan sensitivitas pada ukuran bukaan *choke*, sehingga didapatkan laju alir yang diinginkan sesuai dengan kondisi yang dibutuhkan. Penulis memilih ukuran bukaan *choke* 16/64 inch, 32/64 inch, 48/64 inch, 64/64 inch, dan 128/64 inch sebagai sensitivitasnya. Cara melakukan optimasi pada *choke* adalah dengan mengetahui nilai Pwh Inflow yang dicari dengan korelasi HagedornBrown.xls kemudian mencari nilai *Upstream Choke Pressure* (Puc). Nilai Puc dicari dengan menggunakan korelasi Gilbert, karena korelasi ini yang paling umum digunakan. Nilai Puc dari setiap ukuran bukaan *choke* dicari untuk mengetahui performanya. Setelah nilai Pwh Inflow dan *Upstream Choke Pressure* diketahui barulah dilakukan Nodal Analisis. Untuk *choke*, Nodal Analisis dilakukan dengan memplot kurva antara  $\Delta P$  Inflow dengan  $\Delta P$  Outflow.  $\Delta P$  Inflow merupakan beda tekanan dari Pwh Inflow dengan Puc.  $\Delta P$  Outflow merupakan beda tekanan antara Puc dengan P Requirement Horizontal. Setelah diplot pada grafik, akan didapatkan perpotongan 2 kurva, perpotongan ini merupakan laju alir yang didapat dari hasil analisis. Dari perpotongan kurva didapatkan laju alir optimum seperti yang tertera pada tabel berikut :

Tabel 5.1 Daftar Laju Alir Optimum *Tubing* 2.875 inch

<b>Q Optimum</b>	<b>Choke size</b>
<b>stbd</b>	<b>inch</b>
310	16/64
605	32/64
-	48/64
754	Open Flow

Sehingga berdasarkan perhitungan laju alir optimum maka dipilih produksi sumur J-01 secara *open flow* yang mana dapat dilakukan dengan menjaga tekanan pada kepala sumur agar tetap konstan (**Brown, 1977**).

Untuk melakukan analisa performa lanjut dari sumur J-01 langkahnya adalah melakukan sensitivitas pada penurunan tekanan reservoir, sehingga didapatkan laju alir pada saat tekanan reservoir tertentu, tujuan dari analisa performa ini adalah untuk mengetahui pada tekanan berapakah fasilitas produksi tidak mampu melakukan produksi.

Dengan melakukan sensitivitas pada tekanan reservoir, maka penulis memilih 3 penurunan tekanan reservoir yaitu sebesar 2028 psi, 1528 psi, 1028 psi. Sama seperti analisa sebelumnya langkah awal yang perlu dilakukan adalah membuat kurva IPR, tetapi karena pada kondisi analisa ini merupakan kondisi masa depan, maka untuk mencari  $q_{max}$  menggunakan persamaan Eckmeir atau biasa disebut dengan metode Fetckovich-Vogel (**Brown, 1977**). Dengan rumus tersebut, maka pada tekanan 2028 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 466 stbd, pada tekanan 1528 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 199 stbd dan pada tekanan 1028 psi didapatkan  $q_{max}$  sebesar 61 stbd. Setelah mendapatkan  $q_{max}$  maka dengan laju alir asumsi, dicari nilai  $P_{wf}$  dengan persamaan Vogel sehingga kurva IPR dapat dibuat sebagai dasar untuk melakukan Nodal Analisis. Setelah melakukan analisa, dari hasil analisa yang dilakukan dapat dilihat bahwa, pada tekanan 2028 psi, sumur J-01 masih dapat memproduksi fluida dengan laju alir sebesar 270 stbd. Pada tekanan 1528 psi sumur J-01 juga masih berproduksi dengan laju alir 85

stbd. Pada tekanan 1028 psi sumur J-01 Nodal Analisis yang dibuat memiliki kurva yang tidak berpotongan, sehingga diasumsikan pada tekanan ini sumur tidak mampu mengalirkan fluida lagi.

Jika dilakukan skenario penurunan tekanan reservoir pertahunnya adalah 200 psi dari 2628 psi maka akan didapatkan data pada tabel berikut.

Tabel 5.2 Data Penurunan Tekanan Reservoir per Tahunnya

<b>No Model</b>	<b>Tekanan Reservoir (psi)</b>	<b>Laju Alir (stb/d)</b>	<b>Laju Alir Maksimum (stb/d)</b>	<b>Tahun</b>	<b>Keterangan</b>
9	2728	754	1134	2017	Tahun Sekarang
8	2628	674	1014	2018	Tahun Pertama
7	2428	510	800	2019	Tahun ke-2
6	2228	375	618	2020	Tahun ke-3
5	2028	270	466	2021	Tahun ke-4
4	1828	180	341	2022	Tahun ke-5
3	1628	110	241	2023	Tahun ke-6
2	1428	62	163	2024	Tahun ke-7
1	1228	27	103	2025	Tahun ke-8
0	1028	0	61	2026	Tahun ke-9

## **Bab VI**

### **Kesimpulan**

Dari analisa tugas akhir ini dapat ditarik kesimpulan bahwa :

1. Sumur J-01 pada saat test berlangsung belum diproduksi dengan *tubing* yang optimum. Sumur J-01 masih diproduksi dengan *tubing* ukuran 2.375 inch menghasilkan 682 stb/d. Laju alir maksimumnya adalah 1134 stb/d.
2. Laju alir optimum akan dicapai dengan mengganti ukuran *tubing* menjadi 2.875 inch yang menghasilkan 754 stb/d secara *open flow* yang mana dapat dilakukan dengan menjaga tekanan pada kepala sumur agar tetap konstan **(Brown, 1977)**.
3. Sumur sudah tidak berproduksi lagi ketika IPR dan OPR tidak berpotongan lagi pada tahun ke-9. Terakhir sumur berproduksi pada tahun ke-8 dengan laju alir 27 stb/d.

## DAFTAR PUSTAKA

1. Putrohari, Rovicky D., Proses Pembentukan Minyak Bumi Berdasar Teori Organik, *Education-Migas*, June 2012 (<http://infotambang.com/proses-pembentukan-minyak-bumi-berdasar-teori-organik-p426-164.htm>, diakses 31 Agustus 2017).
2. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Sistem Monitoring Lifting Minyak dan Gas Bumi, July 2012 (<http://lifting.migas.esdm.go.id/lifting/informasi/profilkkks/MDEw>, diakses 31 Agustus 2017).
3. Pringgoprawiro, Harsono, Revisi Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara Dan Paleogeografinya , *JBPTITBPP*, May 2014 (<https://digilib.itb.ac.id/gdl.php?mod=browse&op=read&id=jbptitb-pp-gdl-harsonopri-28536>, diakses 31 Agustus 2017)
4. Brown, Kermit E., *The Technology of Artificial Lift Methods – Volume 1*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklohama, 1977.
5. Brown, Kermit E., *The Technology of Artificial Lift Methods – Volume 4*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklohama, 1984.
6. Guo, Boyun, Lyons, William C., Ghalambor, Ali, *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach*, Elsevier Science & Technology Books, Lafayette, 2007.
7. Uptipratomo, Dewangga N., *Analisa Performa Dan Peramalan Produksi Dengan Nodal Analysis Dan Decline Curve Analysis Pada Sumur ST-XX Lapangan Sangatta*, Balikpapan, 2014.