

**DESAIN *TUBING COMPLETION*  
PADA ZONA *COMINGEL* DENGAN  
*STRING TUNG GAL PACKER GANDA*  
PADA SUMUR XX LAPANGAN Z**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**GALIH PUTRA**

**133210479**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

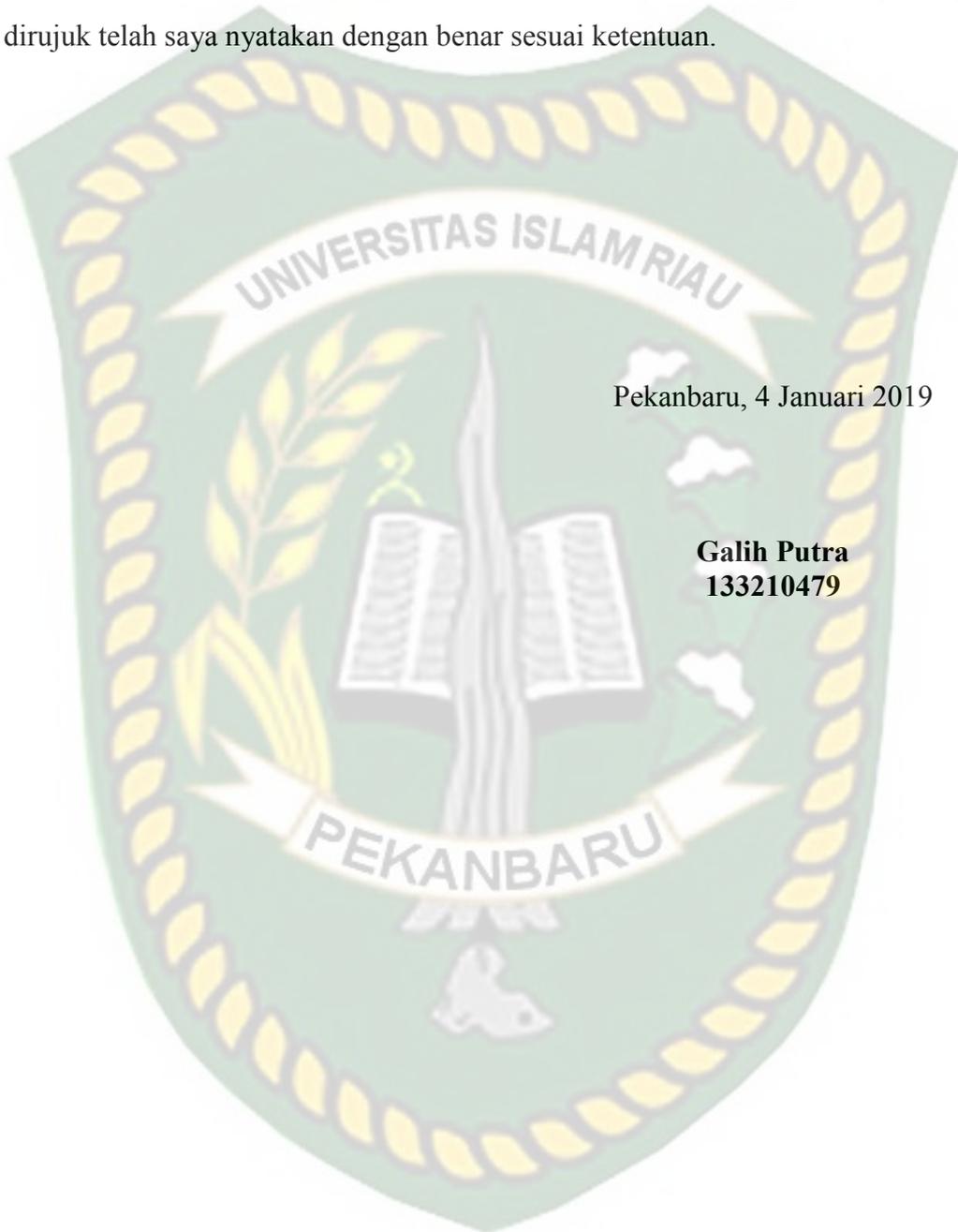
**2018**

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 4 Januari 2019

**Galih Putra**  
**133210479**



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau.

Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua saya, kepada kedua adik saya atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
2. M. Ariyon, ST.,MT. selaku dosen pembimbing 1, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Fitrianti, ST,MT. selaku dosen pembimbing 2 yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani penelitian di Laboratorium Teknik Perminyakan.
4. Dr. Eng. Muslim, MT. selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
5. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan.
6. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR yang telah memberi semangat kepada saya terutama untuk kelas PetroD.

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>HALAMAN SAMPUL DEPAN</b>	
<b>HALAMAN SAMPUL DALAM.....</b>	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN.....</b>	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>v</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR</b>	
<b>TABEL.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR SIMBOL.....</b>	<b>x</b>
<b>ABSTRAK.....</b>	<b>xi</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. LATAR BELAKANG.....	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3. BATASAN MASALAH.....	2
1.4. METODOLOGI PENULISAN.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1. <i>Well Completion</i> .....	5
2.2. Pengertian dan Tujuan <i>Well Completion</i> .....	5
2.3. Faktor Yang Mempengaruhi Jenis <i>Well Completion</i> .....	5
2.3.1 <i>Produktivity Index</i> .....	5
2.4. Jenis – Jenis <i>Well Completion</i> .....	6
2.5. <i>Tubing Completion</i> .....	7
2.5.1 <i>Single Completion</i> .....	7
2.5.2 <i>Comingle Completion</i> .....	11
2.5.3 <i>Multiple Completion</i> .....	13

2.5.4 Tubingless Completion .....	16
2.6. Pemilihan Ukuran dan Jumlah <i>Tubing</i> .....	18
2.7. <i>Pressure Drop</i> Dalam <i>Tubing</i> .....	19
2.8.. <i>Packer</i> .....	21
2.2.1. Fungsi <i>Packer</i> .....	21
2.2.2. Mekanisme Pada Pemasangan <i>Packer</i> Ada Bermacam – Macam Antara Lain Seperti .....	22
2.2.3. Mekanisme Pelepasan <i>Packer</i> Dapat Dilakukan Dengan Cara .....	22
2.2.4. Jenis-Jenis <i>Packer</i> Secara Umum.....	22
2.2.4.1. Permanent <i>Packer</i> .....	22
2.2.4.2. Mechanical <i>Packer</i> .....	24
2.2.5 Indikasi <i>Packer Leak</i> .....	25
<b>BAB III TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....</b>	<b>27</b>
3.1. Letak Geografis Sumur P-1 Trembul.....	27
3.2. Kondisi Geologi Sumur P-1 Trembul.....	28
3.2.1. Zona Randublatung .....	28
3.3. Stratigrafi Sumur P-1 Trembul.....	28
3.3.1. Formasi Ledok: permukaan - 222 mblb (222 m).....	29
3.3.2. Formasi Wonocolo: 222 - 321 mblb (99 m).....	29
3.3.3. Formasi Ngrayong Atas: 321 - 636 mblb (315 m) .....	30
3.3.4. Intra Ngrayong: 636 - 882 mblb (246 m) .....	30
3.3.5. Formasi Tawun: 882 - 1402 mblb (520 m) .....	31
<b>BAB IV . HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>32</b>
4.1. <i>Tubing Completion</i> .....	32
4.1.1. Perencanaan Ukuran <i>Tubing</i> .....	32
4.1.2. Perhitungan <i>Pressurre Drop</i> .....	35
4.1.3. Pemilihan Jenis <i>Tubing</i> Dan <i>Conection Tubing</i> .....	35
4.1.4. Perhitungan Beban <i>Axial</i> .....	37

4.2. Pemasangan <i>Tubing</i> .....	37
4.2.1. Beban <i>Torque</i> .....	39
<b>BAB V. KESIMPULAN</b> .....	<b>40</b>
5.1. Kesimpulan.....	40
5.2. Saran.....	40
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>41</b>
<b>LAMPIRAN</b>	



## Daftar Gambar

Gambar	Halaman
1.1. Diagram Alir Penelitian.....	4
2.1. Flowing Well-Casing Flow.....	9
2.2. Pumping Well-Single Completion.....	10
2.3. Flowing Well Tubing Flow.....	10
2.4. Comingel Completion Dengan Singel Tubing dan Single Packer.....	11
2.5. Singel Tubing Dengan Dual Packer dan Tubing.....	12
2.6. Two Packer-Two Tubing String"Paralel".....	14
2.7. Dual Well With Two Alternatif Completion.....	15
2.8. Triple Completion-Three Zone, Two or Three Packer, Two or Three Strang.....	16
2.9. Treple Completion Tubingless Completion.....	17
2.10. Kurva IPR (Inflow Performance Relationnship).....	21
2.11. Arrowset 1-X Mecnical.....	26
3.1. Lokasi Sumur Trembul P-1 Desa Karang Tengah.....	28
4.1. Kurva IPR Sumur XX.....	34
4.2. Kurva Performance Tubing Sumur XX.....	36
4.3. Kurva Pressure Drop Sumur XX.....	37
4.4. Skematik Tubing Completion Packer Ganda Di Sumur XX.....	39

## DAFTAR TABEL

TABEL	Halaman
III-1. Perbaningan Kedalaman .....	30
IV-1. Data Lapangan Sumur XX .....	33
IV-2. Perhitungan Pwf dan Rate Untuk Berbagai Pwf/Psbbl/Day .....	34
IV-3. Perhitungan Pwf Dari Berbagai Q Asumpsi Dan Pwh.....	35
IV-4. Beban <i>Torque Connection</i> .....	40



## DAFTAR SIMBOL



$P_{lf}$	= Perbedaan Tekanan Yang Menyebabkan Interflow, Psig
$P_{su}$	= Tekanan Formasi Upper Zone, Psig
$P_{sl}$	= Tekanan Formasi Lower Zone, Psig
$P_{wfu}$	= Tekanan Aliran Dasar Sumur Upper Zone, Psig
$P_{wfl}$	= Tekanan Dasar Sumur Lower Zone, Psig
$G_f$	= Gradien Tekanan Fluida Produksi, Psi, Ft
$H$	= Perbedaan Kedalaman Antara Upper Zone Dan Lower Zone, Ft
$D$	= Kedalaman Sumur
$Q_f$	= Laju Produksi Fluida
$Q_o$	= Laju Produksi Minyak
$W_c$	= Water Cut
$G_{lr}$	= Gas Liquis Ratio
$D_t$	= Ukuran Tubing
$T_q$	= Torque Conection
$\Delta_p$	= Pressure Drop

**DESAIN TUBING COMPLETION PADA ZONA COMINGEL DENGAN  
STRING TUNGGAL PACKER GANDA PADA SUMUR XX ZONA Z**

**GALIH PUTRA  
133210479**

**ABSTRAK**

Sumur XX adalah sumur produksi yang di temukan pada tahun 2005 lalu akan mulai di produksi pada tahun 2018 dan akan di tambahkan lobang perforasi pada kedalaman 1237 – 1243 m, setelah penambahan lobang perforasi maka akan di masukan *completion* ke dalam sumur agar minyak dapat di produksi kepermukaan.

Untuk penambahan *completion* beberapa hal harus di perhitungkan dan di rencanakan dengan baik, seperti ukuran *tubing*, jenis *tubing* dan *conection* nya dan *pressure drop*, agar hasil produksi yang di inginkan tercapai dan tidak ada kendala pada saat pemasangan *completion* di lakukan.

Berdasarkan hasil peerhitungan yang telah di lakukan maka di dapatkan dari hasil desain *tubing completion* yang dipilih berdasarkan *tubing performance* adalah *tubing* dengan ukuran OD = 3 inch, ID = 2,441 inch, OD Coupling = 4,5 inch, *Weight* = 6,5 lb/ft, grade = J55, dan beban axial yang akan diterima oleh *well head* sebesar 37,2481 N/inch<sup>2</sup>.

**Kata Kunci:** *tubing, completion, pressure drop, weight, grade, beban axial.*

**DESAIN TUBING COMPLETION PADA ZONA COMINGEL DENGAN  
STRING TUNGGAL PACKER GANDA PADA SUMUR XX ZONA Z**

**GALIH PUTRA  
133210479**

**ABSTRACT**

*XX well is the oil discovery well found in 2005 and will begin production in 2018 and perforation holes will be added at a depth of 1237 - 1243 m, after adding the perforation hole the completion will be input into the well so that the oil can be production to the surface.*

*To add completion, several things must be calculated and planned properly, such as tubing size, type of tubing and its connection and pressure drop, so that the desired production results are achieved and there are no obstacles when completion of installation is done.*

*Based on the results of calculations that have been done, getting from the results of the tubing completion design chosen based on tubing performance is tubing with the size of OD = 3 inch, ID = 2.441 inch, OD Coupling = 4.5 inch, Weight = 6.5 lb / ft , grade = J55, and axial load that will be received by the well head is 37,2481 N / inch<sup>2</sup>.*

**Keywords:** *tubing, completion, pressure drop, weight, grade, axial load*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1. Latar Belakang Masalah

Manusia mempunyai hak (diperbolehkan) untuk memanfaatkan apa yang ada di muka bumi (sumber daya alam) dengan tidak melampaui batas atau berlebihan. Dalam surat Al-An'am ayat 141-142 Allah berfirman yang artinya: "Dan dialah yang menjadikan kebun-kebon yang berjunjung dan yang tidak berjunjung, pohon korma, tanam-tanaman yang bermacam-macam buahnya, zaitun dan delima yang serupa (bentuk dan warnanya) dan tidak sama (rasanya). makanlah dari buahnya (yang bermacam-macam itu) bila dia berbuah, dan tunaikanlah haknya di hari memetik hasilnya (dengan disedekahkan kepada fakir miskin); dan janganlah kamu berlebih-lebihan. Sesungguhnya Allah tidak menyukai orang yang berlebih-lebihan. (Al an'am: 141)".

Setelah operasi pemboran mencapai target yang ditentukan maka langkah selanjutnya adalah pelaksanaan operasi produksi. Tahap awal dimulainya suatu operasi produksi adalah dengan dilaksanakannya tahap penyelesaian sumur (*Well Completion*).

*Well Completion* adalah pekerjaan tahap akhir atau pekerjaan penyempurnaan untuk mempersiapkan suatu sumur pemboran menjadi sumur produksi. Penyelesaian sumur bertujuan untuk mengoptimalkan produksi dari reservoir kepermukaan dengan menekan kemungkinan adanya problem produksi seminimal mungkin baik pada masa *natural flow* maupun pada saat *artificial lift* diterapkan. Dengan pertimbangan ini maka dalam penerapan metode *well completion*, kemungkinan penerapan metode produksi dimasa yang akan datang serta operasi perbaikan formasi dan sumur ( *work over*, stimulasi dan reparasi sumur ) perlu dipertimbangkan

Untuk mendapatkan produksi yang optimum dari reservoir dengan meminimumkan problem produksinya, maka dibutuhkan penerapan metode *well completion* yang tepat dengan mempertimbangkan faktor-faktor yang mempengaruhinya. Faktor faktor yang menjadi dasar pertimbangan penerapan metode *well completion* ini dapat dibagi berdasarkan jenis-jenis metode *well completion* yang meliputi pertimbangan penerapan *formation completion*, *tubing completion* dan *well head completion*.

Untuk *tubing completion* sendiri lebih cenderung pada jumlah lapisan produksi yang akan diproduksi dan dibagi atas *single*, *multiple* dan *comingle completion* dengan memperhitungkan pressure lose dan ukuran *tubing* yang akan digunakan, permasalahan yang terjadi pada sumur P-1 pada saat tahun 2005 setelah pengeboran selesai di lakukan kelanjutan untuk pemasangan *tubing completion* tidak dilakukan, setelah Pertamina EP melakukan kerja sama operasi dengan KSO Sarana GSS Trembul maka kelanjutan untuk pemasangan *tubing completion* akan di lakukan dan akan di mulai untuk melakukan tahap produksi.

## **1.2. Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan penelitian ini adalah:

1. Untuk menentukan desain *tubing completion* sumur yang tepat
2. Untuk mengetahui beban yang akan diterima oleh *well head*
3. Untuk memastikan peralatan *comingel completion* berada di kedalaman yang tepat

## **1.3. Batasan Masalah**

Agar penelitian tugas akhir ini terarah, maka dalam pembahasan difokuskan pada desain Desain *Completion* Sumur Pada Zona *Comingel* Dengan *String Tunggal-Packer* Ganda pada sumur migas .

#### 1.4. Metodologi Penelitian

Adapun metodologi penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan Z PT. SGT Pertamina EP
2. Metode penelitian : *Experiment Reseach*.
3. Data sekunder, yaitu hasil *telly tubing, history well* pada tahun 2005, buku pegangan teknik perminyakan, *paper*, pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari *literature* yang terjamin.



## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1. *Well Completion***

Apabila pemboran telah mencapai formasi yang merupakan terget terakhir dan pemboran telah selesai, maka sumur perlu dipersiapkan untuk diproduksi. Persiapan atau penyempurnaan sumur untuk diproduksi ini disebut dengan *well completion*. Pada *well completion* dilakukan pemasangan alat-alat dan perforasi apabila diperlukan dalam usahanya untuk mengalirkan hidrokarbon ke permukaan.

#### **2.2. Pengertian Dan Tujuan *Well Completion***

Penyelesaian sumur atau *well completion* adalah pekerjaan tahap akhir atau pekerjaan penyempurnaan untuk mempersiapkan suatu sumur pemboran menjadi sumur produksi. Untuk mendapatkan hasil yang optimum dan mengatasi efek negatif dari setiap lapisan produktif maka harus dilakukan pemilihan metode *well completion* yang tepat dan ukuran peralatan yang sesuai untuk setiap sumur dengan mempertimbangkan berbagai faktor yang mempengaruhinya.

#### **2.3. Faktor-faktor Yang Mempengaruhi Jenis *Well Completion***

Pemilihan jenis kompleksi akan sangat tepat jika diperhatikan faktor-faktor yang mempengaruhinya. Dimana tiap-tiap faktor yang mempengaruhi pemilihan jenis kompleksi adalah pada *formation completion*, *tubing completion*, *well head completion* (Craft, B.C. 1962).

##### **2.3.1. Produktivity Index**

Produktiviti Indeks merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi pada suatu kondisi tertentu, atau dinyatakan sebagai perbandingan antara laju produksi suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) tertentu dengan perbedaan

tekanan dasar sumur pada keadaan statik ( $P_s$ ) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran ( $P_{wf}$ ), dinyatakan dalam stock tank barrel per day. Secara matematis bentuknya dapat dituliskan sebagai berikut: (Ali Musnal, 2017).

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

PI = Productivity Index, bpd/psi

Q = Laju Produksi, bbl/day

$P_s$  = Tekanan Statistik Dasar Sumur, Psi

$P_{wf}$  = Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi

#### 2.4. Jenis-jenis *Well Completion*

*Well completion* berdasarkan fungsi dan tujuannya dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu *formation completion*, *tubing completion* dan *wellhead completion* yang akan dibahas satu persatu di bawah ini (Ekaningtyas, 2017).

##### 1. *Formation Completion*

Merupakan jenis kompleksi yang bertujuan untuk memaksimalkan aliran fluida dari reservoir ke dalam lubang sumur. Berdasarkan pemasangan peralatan dan fungsinya maka *formation completion* dapat dibagi menjadi beberapa metode, yaitu : *open hole completion*, *sand excludion completion*, dan *perforated casing completion*.

##### 2. *Tubing Completion*

Tujuan *tubing completion* adalah mempersiapkan sumur supaya fluida yang telah ada di dasar sumur dapat mengalir ke permukaan dengan *rate* yang optimal. Berdasarkan pada jumlah *production string* dan lapisan yang diproduksi pada saat yang bersamaan, maka metode *tubing completion* dapat dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu : *single completion*, *multiple completion* dan *comingle completion*. Selain ketiga tipe tersebut masih terdapat jenis lain yaitu : *permanent completion* yang didasarkan pada cara pemasangan dari *production string*-nya.

### **3. Wellhead Completion**

*Wellhead* atau kepala sumur adalah istilah yang digunakan untuk menguraikan peralatan yang terpaut pada bagian atas dari rangkaian pipa di dalam suatu sumur untuk menahan dan menopang rangkaian pipa, menyekat daripada masing-masing casing dan *tubing* serta untuk mengontrol produksi sumur.

#### **2.5. Tubing Completion**

Penentuan jenis *tubing completion* terutama didasarkan pada jumlah *tubing* yang digunakan, sehingga hal ini berhubungan erat dengan jumlah zona produktif serta produktivitasnya.

Agar diperoleh laju produksi yang optimum harus diperhatikan faktor *pressure loss* yang erat kaitannya dengan hubungan ukuran *tubing* yang akan digunakan. Disamping itu, untuk menentukan jenis *tubing completion* perlu dipertimbangkan sifat fluida produksi yang mungkin menimbulkan masalah produksi, sehingga nantinya akan memudahkan operasi *treatment* dan *workover* di masa datang (Uren, L.C., 1956)

Penentuan jenis *tubing completion* terutama didasarkan atas jumlah *tubing* yang akan digunakan dimana hal ini erat hubungannya dengan jumlah atau zone produktif yang dimiliki serta produktivitas formasinya.

*Tubing completion* dapat dibedakan menjadi tiga jenis yang didasarkan jumlah *production string* (pipa produksi) yang digunakan dalam satu sumur. Jenis-jenis tersebut adalah : *single completion*, *comingle completion*, *multiple completion* (Refani, 2004).

##### **2.5.1. Single Completion**

Merupakan metode produksi yang hanya menggunakan satu pipa produksi dimana sumurnya hanya memiliki satu zone produktif (Buzarde.L.E.,1972).

Berdasarkan kondisi reservoir dan lapisan batuan produktifnya, *single completion* dibedakan menjadi dua jenis, yaitu *open hole* dan *perforated completion*.

a. *Open Hole Completion*

Yaitu cara kompleksi yang dilakukan bila formasinya cukup kompak, lihat Gambar 2.1.

b. *Perforated Completion*

Yaitu cara kompleksi yang dilakukan bila formasinya kurang kompak dan bila diselingi lapisan-palisan tipis dari air atau gas, seperti yang terlihat pada Gambar 2.2. Sedangkan cara memproduksikannya minyak ke permukaan maka ada macam-macam jenis *single completion*, yaitu :

⇒ ***Flowing Well-casing Flow*, Gambar 2.1.**

Aliran ke atas melalui *casing* tanpa dibatasi oleh *tubing* atau *packer*.

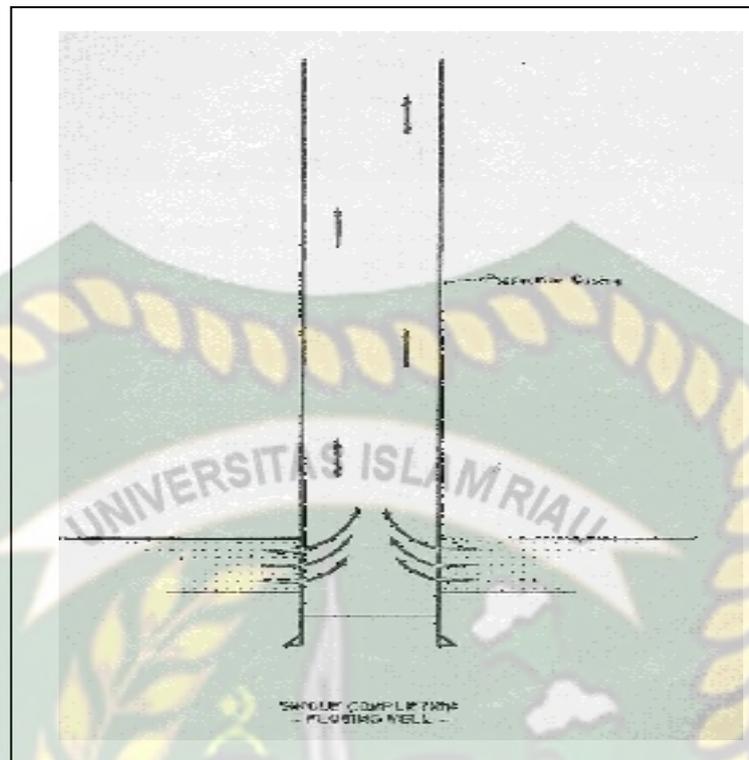
Kompleksi ini dilakukan untuk sumur-sumur yang mampu memproduksi dengan rate sangat tinggi.

⇒ ***Pumping Well*, Gambar 2.2.**

Tempat kedudukan *tubing* dan pompa dipasang pada suatu kedalaman di bawah *working level*. Pompa dan *rod string* dipasang ditengah-tengah di dalam *tubing*.

⇒ ***Flowing Well-tubing Flow*, Gambar 2.3.**

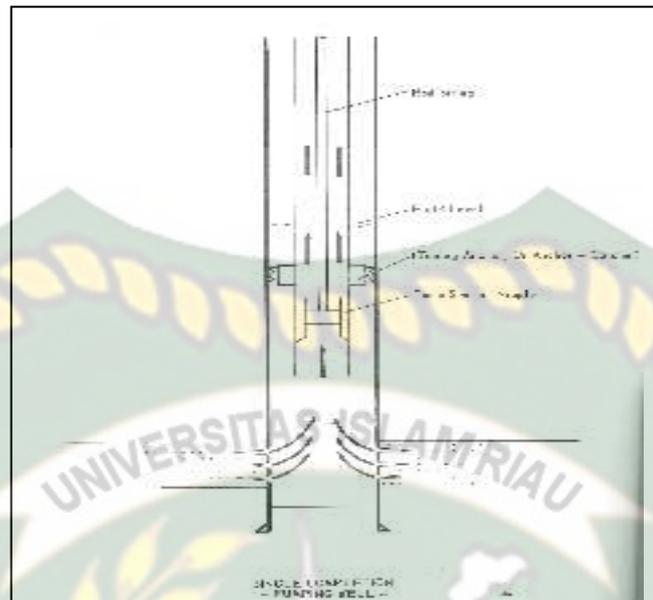
Di sini *tubing* dan *packer* dipasang bersama-sama. Dengan demikian aliran produksi lewat di dalam *tubing*.



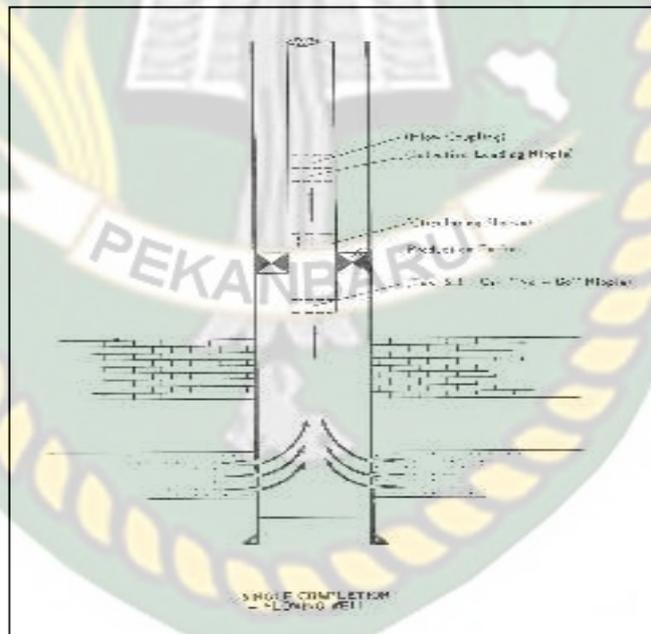
**Gambar 2.1.**

*Flowing well-casing flow*

(Buzarde.L.E.,1972)



**Gambar 2.2.**  
*Pumping Well-Single Completion*  
 (Buzarde.L.E.,1972)



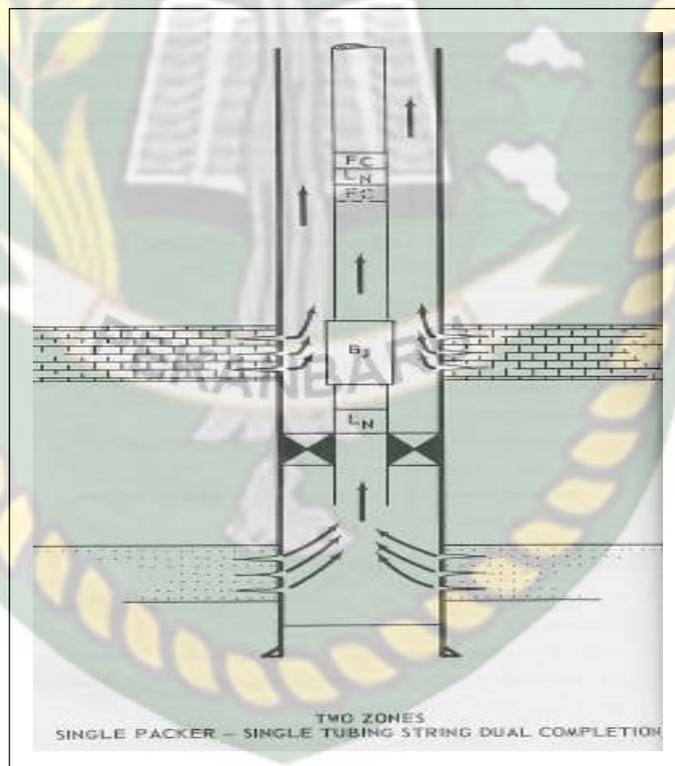
**Gambar 2.3.**  
*Flowing Well-tubing Flow*  
 (Buzarde.L.E.,1972)

### 2.5.2. *Comingle Completion*

Metode jenis ini dilakukan pada sumur yang mempunyai reservoir berlapis atau memiliki lebih dari satu zone lapisan produktif. Metode ini dapat diterapkan dengan syarat tidak menimbulkan *interflow* antara lapisan produktif. Macam-macam *commingle completion* dapat digolongkan pada beberapa jenis sebagai berikut (Buzarde.L.E.,1972) :

#### 1. *Single tubing dengan single packer*

Merupakan cara produksi yang dipakai untuk sumur yang mempunyai dua lapisan produktif, dimana dua lapisan produktif tersebut dibatasi oleh *packer*. Fluida produksi dari lapisan bawah diproduksi melalui *tubing*, sedangkan untuk lapisan di atasnya diproduksi melalui annulus antara *tubing* dan casing, seperti yang terlihat pada Gambar 2.4.



**Gambar 2.4.**

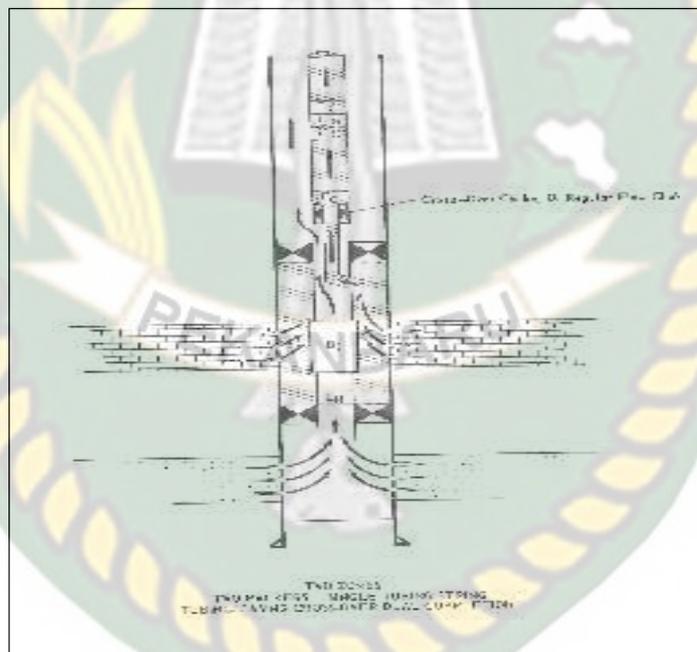
*Commingle Completion dengan Single Tubing dan Single Packer*

(Buzarde.L.E.,1972)

Jenis kompleksi ini diterapkan untuk sumur yang produktivitasnya rendah. Keuntungan metode ini terutama adalah biaya ringan karena hanya menggunakan satu *tubing*. Sedangkan kerugiannya hanya lapisan bawah yang dapat dilakukan pengangkatan buatan bila nanti diperlukan, *production casing* tidak terlindungi dari tekanan sumur dan fluida korosif, endapan-endapan solid dari lapisan di atasnya dapat merusak *tubing string*, dan diperlukan untuk mematikan lapisan bawah bila akan dilakukan *workover* (kerja ulang) pada lapisan tersebut.

## 2. *Single Tubing* dengan *Dual Packer* dan *Tubing*

Pada kompleksi ini diinginkan untuk memproduksi fluida formasi bagian atas melalui dalam *tubing* dengan bantuan *cross over* atau dengan *regulator flow choke*. Sedangkan untuk fluida formasi dari bawah diproduksi melalui *tubing* itu juga, dan kemudian melalui anulus *tubing* dan *casing*



**Gambar 2.5.**

*Single Tubing* dengan *Dual Packer* dan *Tubing*

(Buzarde.L.E.,1972)

Kompleksi jenis ini akan lebih murah jika dibandingkan dengan *multiple completion* tapi cukup menimbulkan kesulitan bila terjadi gangguan pada salah satu lapisan produktifnya harus mematikan lapisan yang lain untuk melakukan kerja ulang.

Dalam hal perencanaan pemakaian *tubing* juga mendasarkan pada cara *single completion*, hanya perlu dipertimbangkan produktivitas lapisan secara keseluruhan untuk mendapatkan kapasitas *tubing* yang sesuai.

Kompleksi ini dapat dipasang pada Gambar 2.5. *Packer* dibagian bawah untuk memisahkan aliran fluida masing-masing lapisan

### **2.5.3. Multiple Completion**

*Multiple completion* merupakan metode kompleksi yang digunakan untuk sumur yang mempunyai lapisan lebih dari satu zone produktif. Dimana setiap lapisan produktif tersebut diproduksi sendiri-sendiri secara terpisah sesuai dengan produktivitas masing-masing. Dengan cara *multiple completion* ini pengontrolan produksi dari masing-masing lapisan, kerusakan peralatan produksi dan kerusakan formasi dapat dilakukan dengan mudah. Akan tetapi biaya untuk *multiple* cukup mahal. Karena setiap lapisan harus memiliki peralatan sendiri, juga peralatan untuk menanggulangi masalah scale dan korosi. Metode kompleksi ini dapat dilakukan dengan berbagai cara sebagai berikut (Buzarde.L.E.,1972) :

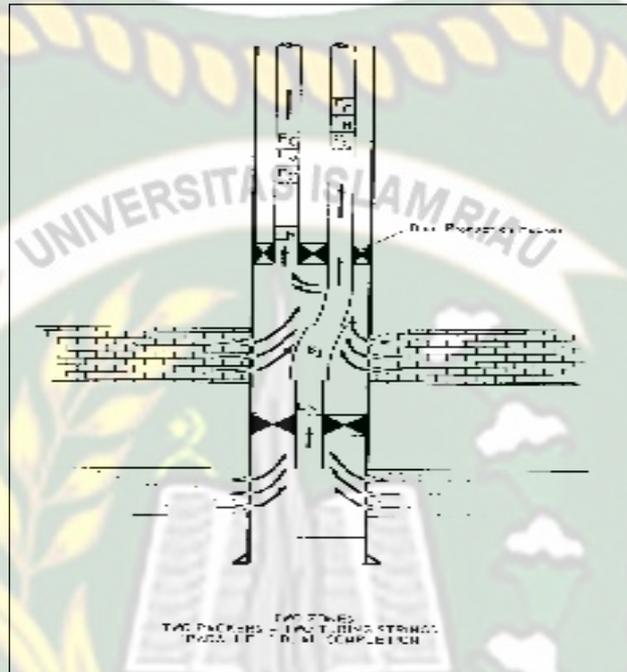
#### **1. Two Packer-two Tubing Strings “paralel” Dual Completion**

Metode kompleksi jenis ini, fluida dialirkan melalui dua *tubing* yang terpisahkan oleh dua *packer*. Kompleksi jenis ini dapat dilihat pada Gambar 2.6.

Dengan demikian masalah kepasiran dan artificial lift dapat diselesaikan dengan baik, akan tetapi biaya kompleksinya menjadi mahal, dikarenakan setiap lapisan mempunyai kompleksi sendiri-sendiri.

## 2. *Dual Well with Two Alternated Completion*

Metode ini didasarkan letak kedua lapisan produktif yang akan dipilih untuk diselesaikan, maka dapat diproduksi melalui rangkaian *tubing* yang panjang atau yang pendek, seperti pada Gambar 2.6.



**Gambar 2.6.**

*Two Packers-two Tubing Strings "Paralel" Dual Completion*

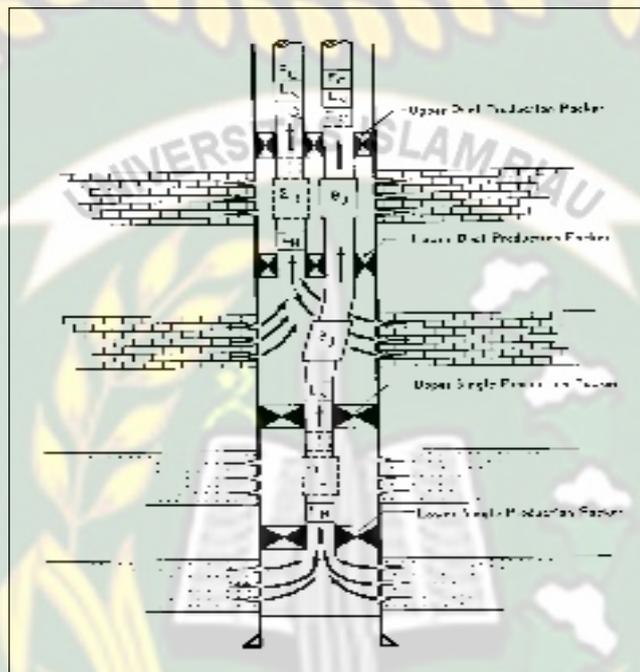
(Buzarde.L.E.,1972)

## 3. *Triple Completion-Three Zones, Two Paker or Three Packer and Twoor Three Tubing Strings*

Kompleksi jenis ini diselesaikan dengan dua atau tiga *tubing* dan dua atau tiga *packer*. Dengan cara ini dapat menghasilkan total produksi harian yang tinggi tiap lubang sumur dan pada umumnya dapat memperbaiki ongkos yang telah dikeluarkan. Tetapi kompleksi ini sulit untuk dipasang dan mudah dikenai problem komunikasi antar lapisan, lihat Gambar 2.7.

#### 4. Multiple Packer Completion

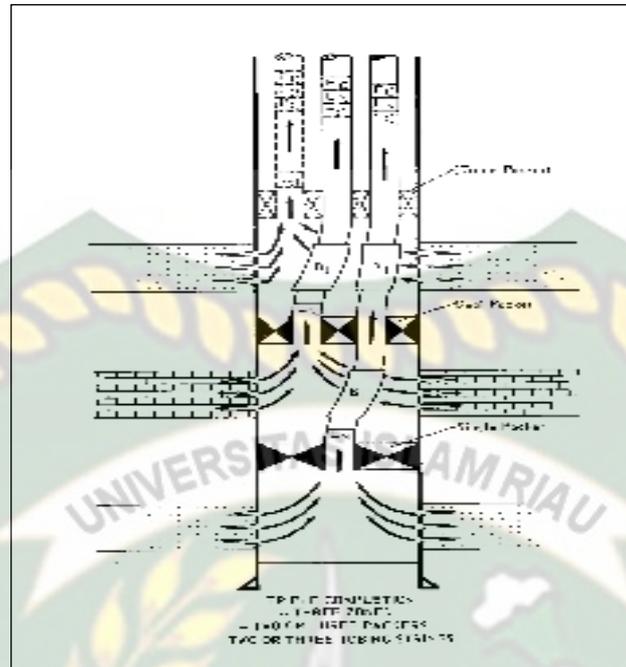
Jenis kompleksi ini memisahkan aliran fluida dari masing-masing zona yang dilakukan dengan memakai *packer*. Kelemahan metode ini adalah *artificial lift* sulit diterapkan, *tubing* dan *packer* seringkali bocor sehingga stimulasi dan *workover* tidak mudah dilakukan.



**Gambar 2.7.**

*Dual Well With Two Alternated Completion*

(Buzarde.L.E.,1972)

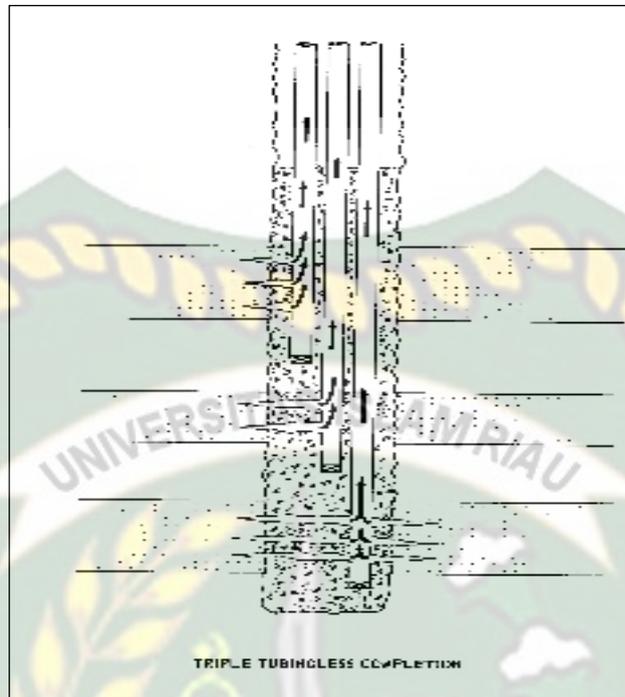


**Gambar 2.8.**

*Triple Completion-Three Zone, Two or Three Packers,  
Two or Three Strings*  
(Buzarde.L.E.,1972)

#### **2.5.4. Tubingless Completion**

Sistem kompleksi ini tidak memakai *production tubing*, tetapi menggunakan casing berukuran kecil, biasanya berukuran 27/8". Konfigurasi *triple tubingless completion* ini dapat dilihat pada Gambar 2.9. Metode ini sesuai untuk sumur-sumur yang mempunyai masa produksi relatif panjang, adanya masalah *fracturing*, *acidizing*, *sand control* dan masalah lain yang memerlukan stimulasi atau treatment. Untuk sumur yang menghasilkan fluida bersifat korosif, cara ini tidak cocok karena casing produksi disemen secara permanen (Buzarde.L.E.,1972).



**Gambar 2.9.**

*Triple Completion Tubingless Completion*

(Buzarde.L.E.,1972)

Keuntungan multiple *tubingless completion*

1. Mengurangi biaya, karena menggunakan casing produksi yang besar dapat dihindarkan dan tidak memerlukan *packer* ataupun peralatan produksi lainnya. Juga biaya kompleksi dan dan workover dimasa datang lebih murah.
2. Masing-masing zona dapat diproduksi tanpa mengganggu zona yang lain.
3. Tidak ada kerugian karena kebocoran *packer* atau *tubing*
4. Pelaksanaan *artificial lift*, penutupan atau *workover* suatu zona tidak mengganggu zona yang lain sehingga lebih aman

Kerugian multiple *tubingless completion*

1. Laju produksi terbatas
2. Pengontrolan zona pasir yang tebal sulit dilakukan. Juga pengerjaan stimulasi atau *treatment* lebih sulit dilakukan untuk laju produksi yang tinggi

### 3. Resiko yang tinggi akibat adanya tekanan fluida sumur

#### **2.6. Pemilihan Ukuran dan Jumlah *Tubing***

Upaya mencapai target laju produksi optimal serta meminimalisasi kendala-kendala yang tersebut diatas pada suatu sumur, salah satu yang harus diperhatikan adalah penggunaan ukuran *tubing* yang disesuaikan dengan ukuran kemampuan dari produksi sumur (*well performance production*) (Koesoemadinata, 1980).

*Tubing* merupakan pipa vertikal atau pipa produksi didalam sumur dimana fungsinya untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur agar naik ke permukaan (Boyun Guo, 2007). Dalam setiap perencanaan ukuran *tubing* yang akan digunakan ini, maka pemilihan ukuran diameternya dievaluasi dari nilai kemampuan produksi sumur yang merupakan indeks produktivitas (*productivity index*) (Baker Hughes Company, 2009). Apabila ukuran *tubing* ini tidak sesuai dengan indeks produktivitasnya, maka pada sumur tersebut akan lebih cepat terjadi penurunan laju produksinya (PT. Pertamina EP, 2005). Hal ini diakibatkan oleh terbentuknya *scale* didalam *tubing* dan *flow-line* serta didasar sumur terjadi *formation damage* (Joseph Zaba, 1949). *Scale* terbentuk karena ukuran *tubing* yang digunakan terlalu besar, sedangkan *formation damage* akibat ukuran *tubing* yang digunakan terlalu kecil sehingga pasir yang ikut terproduksi akan jatuh kembali ke dasar sumur dan menutupi pori-pori (Allen, 1978).

### 2.7. *Pressure Drop* dalam *Tubing*

*Pressure drop* dalam sebuah pipa adalah fungsi dari kecepatan berat jenis dan kekentalan / viscositas dari cairan dan panjang serta diameter pipa.

Selain itu *pressure drop* juga berfungsi sebagai sifat aliran / arus termasuk jumlah dan jari – jari serta tingkat turbulensi. Didalam penggunaannya dilaut , dimana saluran pipa biasanya pendek , bagian terbesar dari jumlah *pressure drop* dalam sebuah sistem akan terjadi didalam saluran keran .

$$\Delta_p = \frac{v^2 \times f \times L \times \rho}{2D} \dots\dots\dots(2)$$

dimana

$\Delta p$  = penurunan tekanan dalam pascal (Pa)

$v$  = kecepatan dalam meter per detik (m / detik)

$f$  = faktor gesekan

$L$  = panjang pipa atau selang dalam meter (m)

$\rho$  = densitas cairan dalam kilogram per meter kubik (870-890 kg / m<sup>3</sup> untuk minyak hidrolik)

$D$  = diameter dalam pipa atau selang dalam meter (m)

Selama pengaliran fluida-fluida dari dasar sumur kepermukaan terjadi kehilangan tekanan (*pressre loss*). Kehilangan tekanan harus diusahakan sekecil mungkin agar diperoleh laju produksi yang optimum dan menghemat tenaga reservoir. Yang mempengaruhi kehilangan tekanan diantaranya adalah *rate* produksi, perbandingan gas dan cairan (GLR) dan ukuran *tubing*.

Pengaruh laju produksi dan gas *liquid ratio* terhadap *pressure loss* bahwa pada laju produksi yang rendah mengakibatkan kehilangan tekanan yang besar. Hal ini disebabkan pada kecepatan rendah, gas yang ada dalam larutan mendapat kesempatan untuk melepaskan diri dari larutan sehingga akan terjadi *slippage*. Makin besar laju produksi maka kehilangan tekanan karena *slippage* makin kecil dan akan mencapai minimum pada GLR tertentu. Bila laju produksi diperbesar maka kehilangan tekanan makin besar lagi karena gesekan dengan *tubing* menjadi besar.

Pada laju produksi yang rendah misalnya kurang dari 50 bbl/day, maka ukuran *tubing* yang paling kecil adalah yang paling efisien, karena kehilangan tekanan yang terjadi akibat *slippage* akan lebih rendah pada ukuran *tubing* kecil dibandingkan dengan ukuran *tubing* yang lebih besar. Apabila laju produksi besar maka kehilangan tekanan akibat *slippage* berkurang sampai pada laju produksi tertentu. Laju produksi harus diperbesar maka kehilangan tekanan membesar lagi. Hal ini disebabkan gesekan pada dinding *tubing* bertambah besar.

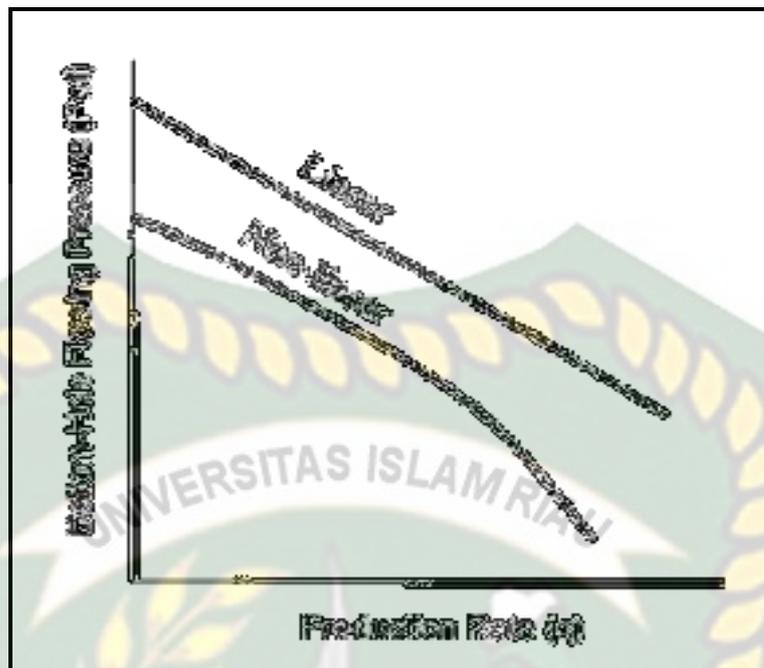
Dengan demikian jelaslah bahwa besarnya kehilangan pada aliran fluida produksi ke permukaan perlu diperhitungkan dalam penggunaan *tubing completion* (Setiawan, 2015).

## **2.8. Inflow Performance Relationship (Ipr) Dan Outflow Performance Relationship (Opr)**

Aliran dari formasi ke dasar sumur (*bottom hole*) diatur oleh apa yang dikenal sebagai *inflow performance relationship* dari sumur, sedangkan aliran dari dasar sumur ke permukaan ditunjukkan oleh *outflow performance relationship*.

### **2.8.1. Inflow Performance Relationship (IPR)**

*Inflow Performance Relationship* (IPR) Ini adalah hubungan antara laju aliran ( $q$ ) dan tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ). Hubungan ini linier untuk memproduksi reservoir pada tekanan di atas tekanan titik gelembung (yaitu, ketika  $P_{wf}$  lebih besar dari atau sama dengan tekanan titik gelembung). Jika tidak, hubungan tersebut mengambil bentuk kurva, seperti yang diilustrasikan pada **Gambar 2.10**. Ketika IPR adalah linear, itu dapat ditunjukkan dengan apa yang dikenal sebagai indeks produktivitas (PI), yang merupakan kebalikan dari kemiringan IPR. PI pada dasarnya adalah tingkat produksi per unit *drawdown* (perbedaan tekanan antara tekanan statis reservoir rata-rata, PR, dan  $P_{wf}$ ). (Abdel-Aal, 2003)



**Gambar 2.10** Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)  
(Abdel-Aal,2003)

IPR untuk sumur gas tidak akan linier karena *inflow rate* merupakan fungsi dari kuadrat  $P_{wf}$ . Untuk reservoir *dry gas* dan *wet gas*, di mana tidak ada cairan yang terkondensasi di dalam reservoir, saturasi gas dan oleh karena itu permeabilitas terhadap gas akan tetap konstan saat penurunan tekanan reservoir. Persamaan *inflow-performance* untuk sumur gas tidak sensitif terhadap tekanan seperti untuk sumur minyak karena saturasi gas dan oleh karena itu permeabilitas terhadap gas tetap cukup konstan kecuali untuk kasus *retrograde*. (Beggs.1991).

IPR didefinisikan dalam rentang tekanan antara tekanan reservoir rata-rata dan tekanan atmosfer. laju aliran yang sesuai dengan tekanan aliran dasar atmosfer didefinisikan sebagai *absolute open flow potential* (AOF) dari sumur, sedangkan laju alir selalu nol ketika tekanan dasar sumur adalah tekanan reservoir rata-rata, yang menunjukkan dalam kondisi *shut-in*. (Brill and Mukherjee,1999).

## 2.8. PACKER

Dalam industri minyak dan gas *packer* adalah alat yang digunakan untuk menciptakan kondisi pembatas (*sealing*) antara *tubing* dengan *casing*, *drill pipe* dengan *casing* atau dalam *open hole* sebagai pengisolasi area formasi tertentu.

Alasan utama penggunaan *packer* :

- 1) Proteksi *casing*, *packer* mengisolasi dan melindungi *casing* dari fluida sumur yang korosif dan tekanan tinggi.
- 2) *Safety packer* membatasi area tekanan yang bekerja (*well control*), dari tekanan pada area diameter *casing* menjadi tekanan hanya pada sekitar diameter *tubing*.
- 3) Konservasi energi, *packer* mengalirkan seluruh fluida *reservoir* melalui *tubing*, dimana gas dan minyak menyatu sehingga menyebabkan daya angkat (memanfaatkan tekanan gas) dalam kecepatan yang tinggi, *packer* juga dapat membatasi zona – zona produksi sehingga dapat mencegah kehilangan/kerusakan *reservoir* sumber fluida tersebut.
- 4) Kondisi operasional, terkait dengan alasan operasional penggunaan *packer* antara lain: alasan produksi (*gas lift*) dimana dibutuhkan volume *annular* tertentu yang terbentuk oleh *packer*, *tubing* dan *casing*, alasan *cementing*, *acidizing* dan kegiatan *workover* lainnya.

### 2.8.1 Fungsi Packer

Adapun fungsi dari *packer* yaitu sebagai berikut ini:

1. Memisahkan atau mengisolasi zona–zona pada interval(perforasi) tertentu.
2. Mempertahankan fluida *reservoir* dan menjaga tekanan *casing*.
3. Membungkus lubang perforasi selama *squeeze cementing*.
4. Mengisolasi *casing* atau *liner* yang bocor.
5. Menutup secara sementara satu interval dengan interval lain yang sedang di produksi.
6. Untuk melakukan *multiple completion* pada suatu sumur.

**2.8.2. Mekanisme pada pemasangan packer ada bermacam – macam antara lain seperti :**

- a. *Compression*, yaitu menambah beban sehingga berat dari *tubing string* akan menekan *packer* yang telah diset. Contohnya: *packer Type G single grip*.
- b. *Tension*, yaitu *tubing string* akan ditarik sehingga *rubber* pada *packer* akan mengembang. Contohnya : *packer Type AD-1 single grip*.
- c. *Compression and tension*, yaitu menambah beban serta menarik tegangan pada *tubing (tension)*. Contohnya: *Lock Set Packer (LSP)* dan *ArrowSet I-X*.

**2.8.3. Mekanisme pelepasan packer dapat dilakukan dengan cara**

- a. Memutar pipa *tubing*
- b. Langsung menarik bersamaan rangkaian *tubing*

**2.8.4. Jenis-jenis packer secara umum**

**2.8.4.1. Permanent packer**

*Permanent packer* adalah *packer* yang tetap, dengan kata lain *packer* tidak bisa digeser keatas maupun kebawah, jika *packer* tersebut telah ditempatkan di lubang sumur. *Packer* ini dimasukkan kedalam sumur dengan *wireline* atau dengan *tubing*. *Permanent packer* telah lama dianggap sebagai pilihan yang paling andal untuk kondisi ekstrim. *Permanent packer* dapat menahan tekanan yang lebih besar hingga 20.000 Psi dan temperatur sebesar 475°F (Halliburton Packer Catalog, 2016). Jenis dari *packer* ini adalah CIBP (*Cast Iron Bridge Plug*).

*Packer* CIBP adalah alat *isolate* yang sangat diandalkan dan terkenal dipasaran, dapat ditinggal dengan baik dan dapat diatur melalui *wireline* listrik atau *tubing*. *Packer* CIBP dirancang untuk dibor (BLACKHAWKN Specialty

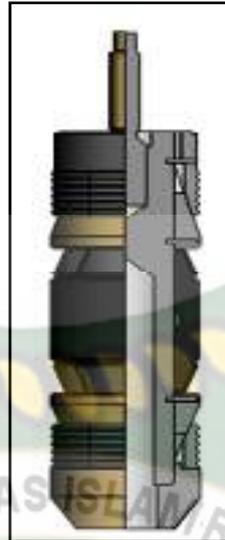
Tools, 2016), ketika *packer* CIBP sudah release maka *packer* tidak dapat ditarik kembali.

Terdapat tiga macam proses pada saat pengesetan *permanen packer* yaitu:

1. Pada tipe *wireline packer*, pemasangan *packer* dilakukan dengan *wireline unit*, dimana dengan memasukkan *wireline tool* akan memasang *packer* dari dalam *tubing* produksi.
2. Pada tipe *tubing set packer*, pemasangan pada rangkaian pipa *tubing* dapat dilakukan dengan putaran dan pergerakan *tubing*.
3. Pada tipe *Hydraulic setpacker*, pemasangan dilakukan secara hidrolis atau dengan memberikan tekanan fluida.

Keuntungan dari *packer CIBP* adalah:

- a. Di rekomendasikan untuk temperatur dan tekanan tinggi (20.000 psi dan 475°F).
- b. Direkomendasikan untuk *temporary* dan *permanent abandonment*.
- c. Lebih efisien dan sangat ekonomis.
- d. Pada saat pemasangan, *packer* ini sangat tahan terhadap pergerakan kearah yang lainnya.
- e. Dapat berfungsi menjadi *cement retainer*.
- f. Peringkat suhu yang lebih tinggi tersedia berdasarkan permintaan.
- g. Dapat diatur langsung dengan alat pengaturan *wireline baker*.



**Gambar 2.10** (*Cast Iron Bridge Plug, blackhawk specialty tools, 2016*)

#### 2.8.4.2. *Mechanical Packer*

*Mechanical packer* adalah pengatur kompresi *doublegrip* atau pengatur tegangan, set yang dapat dibiarkan dalam ketegangan, kompresi, atau dalam posisi netral, dan akan menahan tekanan dari atas atau bawah. (Patton, L.D. 1985). *Mechanical packer* dapat menahan tekanan sebesar 10.000 Psi dan temperatur sebesar 350°F (*MAXIMUS Completion Packer Systems*). Jenis dari *packer mechanical* ini adalah ArrowSetI-X.

ArrowSetI-X merupakan jenis *packer* yang dapat diangkat kembali ke permukaan atau *retrievable*. Jenis *packer* ini yang tersedia di perusahaan adalah produk dari *Weatherford* dan biasanya digunakan untuk menutup zona non produktif dalam pekerjaan *water shut off* dan *revise packer*.

Beberapa kelebihan yang dimiliki oleh *packer* tipe ini adalah:

1. Dapat diatur dengan *tension* atau *compression*
2. Dapat mengatasi perbedaan tekanan di dalam lubang sumur dari atas atau dari bawah *packer*
3. Proses pemasangan yang cukup sederhana dengan memutar *packer* seperempat putaran ke kanan, maka *packer* akan terpasang.

4. Dapat digunakan untuk proses stimulasi, penutupan zona non-produktif, dan untuk sumur injeksi.
5. Memiliki sistem *upper dan lower slip release* yang baik yaitu mampu mengurangi gaya (*force*) pada saat *release packer*.



**Gambar 2.11** *ArrowSet I-X Mechanical* (Weatherford, 2012)

#### 2.8.5. Indikasi *Packer Leak*

*Packer leak* adalah terjadinya kebocoran pada *packer* akibat *seal* yang tidak bekerja secara optimal, sehingga menyebabkan masuknya fluida dari interval lain. Masuknya fluida dari interval lain akan menyebabkan kolom fluida meningkat dan terisi oleh air, akibatnya air yang ikut terproduksi akan lebih banyak dibandingkan minyak. Untuk mengetahui adanya indikasi terjadi *packer leak* dapat dilihat dari tanda – tanda berikut ini :

1. *Fluid Above Pump* Meningkat Drastis
2. *Working Fluid Level* Menurun Drastis

Beberapa penyebab terjadinya *packer leak* yaitu :

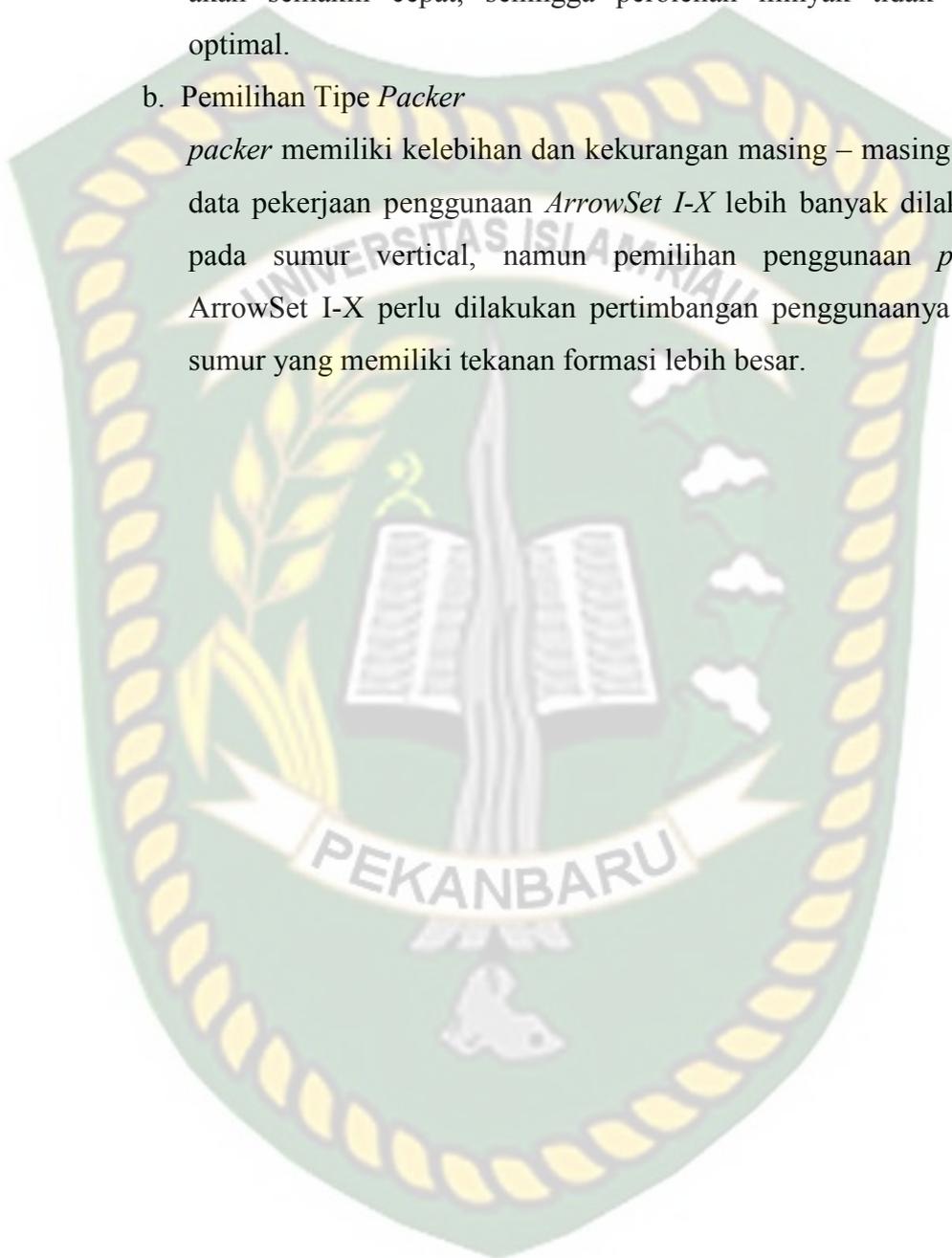
- a. Sumur *Directional*

Sumur *directional* memiliki sudut inklinasi yang berbeda-beda. Pemasangan *packer* pada sumur *directional* berpengaruh terhadap

sudut inklinasi dari sumur produksi, semakin tinggi sudut inklinasi suatu sumur maka semakin besar kemungkinan akan terjadinya *packer leak*. Berdasarkan data – data produksi sebelumnya, semakin tinggi inklinasi suatu sumur maka *decline* produksinya akan semakin cepat, sehingga perolehan minyak tidak dapat optimal.

b. Pemilihan Tipe *Packer*

*packer* memiliki kelebihan dan kekurangan masing – masing. Dari data pekerjaan penggunaan *ArrowSet I-X* lebih banyak dilakukan pada sumur vertical, namun pemilihan penggunaan *packer ArrowSet I-X* perlu dilakukan pertimbangan penggunaannya pada sumur yang memiliki tekanan formasi lebih besar.

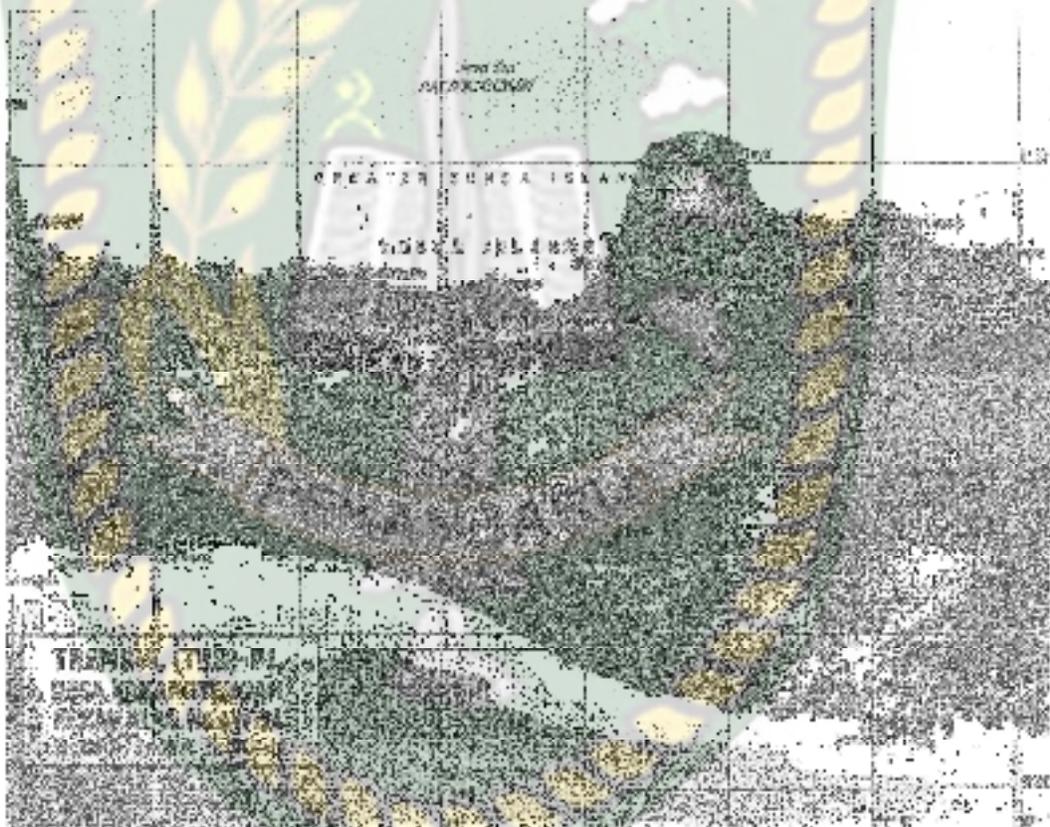


### **BAB III**

## **TINJAUAN UMUM LAPANGAN**

### **3.1. Letak Geografis Sumur P-1 Trembul**

Sumur P-1 Trembul terletak di Randublatung Zona, cekungan Jawa Timur Utara pada koordinat  $07^{\circ}31'05.05''$  LS dan  $122^{\circ}14'37.42''$  BT. Waktu tempuh yang dibutuhkan untuk mencapai lokasi dari Jakarta adalah sekitar 7 jam perjalanan darat. SGT merupakan pelaksana proyek Trembul di bawah kontrak bagi hasil (PSC)



dengan SKK Migas.

**Gambar 3.1.** Lokasi Sumur Trembul P-1 Desa Karangtengah

### 3.2. Kondisi Geologi Sumur P-1 Trembul

Berdasarkan Karakter tektonik, stratigrafi, paleogeografi, dan potensi hidrokarbon cekungan Jawa Timur Utara dapat dibagi menjadi 3 zona yang membujur dengan arah Barat-Timur, yaitu :

- Zona Kendeng dibagian Selatan
- Zona Randublatung dibagian Tengah dan
- Zona Rembang di utara

Dan sumur P -1 Trembul terdapat pada dibagian Zona Randublatung Dibagian Tengah

#### 3.2.1. Zona Randublatung

Zona Randublatung meliputi daerah perbukitan Blora, Cepu, Ngimbang, dan Dander. Perlipatan dan sesar naik di zona ini mempunyai beberapa *trend* antara lain: *trend* E – W, WNW – ESE dan NW – SE sedangkan sesar turun umumnya berarah NE – SW. Tidak seperti di zona Kendang, di Zona Randublatung didominasi oleh patahan turun yang menembus sampai batuan dasar.

### 3.3. Stratigrafi Sumur P-1 Trembul

Secara geologi Sumur Trembul-P1 terletak pada Zona Randublatung, Cekungan Jawa Timur Utara. Sumur tersebut terdapat pada tutupan antiklin *four way dip* dengan sumbu berarah Barat - Timur, merupakan *horst* yang dibatasi oleh sesar naik di bagian Utara dan Selatannya. Sesar-sesar tersebut ikut mengontrol pemerangkapan hidrokarbon pada prospek ini. Pemboran Sumur Trembul-P1 mencapai kedalaman akhir 1402 mblb, berturut-turut menembus Formasi/Anggota Ledok, Wonocolo, Ngrayong, Intra Ngrayong dan Tawun. Secara umum litologi yang

tertembus terdiri atas dominan batulempung gampingan dengan selang-seling batupasir halus gampingan dan batulanau gampingan serta sisipan tipis batugamping. Sangat sulit membedakan formasilanggota berdasarkan ciri litologi. Penentuan formasi/anggota berdasarkan data mudlog, karakter log dan data seismic yang nantinya akan dikorelasikan dengan data paleontologi.

Perbandingan kedalaman puncak formasi antara perkiraan sebelum dan setelah pemboran sebagai berikut :

Table III-1 Perbandingan Kedalaman

Puncak Formasi / Anggota	Kedalaman		Naik	Turun
	Perkiraan (mblb)	Kenyataan (mblb)		
Ledok	Permukaan	Permukaan	-	-
Wonocolo	219	222	-	3.5
Ngerayong	323	321	2	-
Intra Ngerayong	642	636	6	-
Tawun	885	882	3	-
Dalam Akhir	1400	1402	-	2

### 3.3.1. Formasi Ledok: permukaan - 222 mblb (222 m)

Formasi Ledok di Sumur Trembul-P1 tersingkap di permukaan, ketebalan 222 m. Terdiri dari dominan batulempung di bagian atas selang-seling dengan batugamping dan batupasir halus di bagian bawah.

### 3.3.2. Formasi Wonocolo: 222 - 321 mblb (99 m)

Formasi Wonocolo dengan ketebalan kurang lebih 99 m terdiri dari batupasir dengan sisipan batulempung di bagian atas sampai kedalaman 280 m terdiri dari batuan pasir yang kadang-kadang bersifat lanauan dan atau disisipi oleh batulanau. Di bagian bawah terdiri dari selang-seling batupasir dan batuiempung, yang diselengi

oleh batugamping dan batulanau diendapkan secara selaras di atas Formasi Ngrayong. Batupasir dan Batulempung, serta batulanau pada Formasi Wonocolo umumnya bersifat sangat gampingan.

### **3.3.3. Formasi Ngrayong Atas: 321 - 636 mblb (315 m)**

Formasi Ngrayong terutama terdiri dari selang-seling batulempung dan batupasir dan batulanau. Anggota formasi ini terdiri dari selangéseling batupasir, batulempung, batulanau, dengan sedikit batugamping di bagian atas dan menebal dibagian bawah. Umumnya batuannya bersifat gampingan. Ketebalan Formasi Ngrayong Atas pada sumur TRB-P1 adalah 315 m.

### **3.3.4. Intra Ngrayong: 636 - 882 mblb (246 m)**

Formasi ini, di bagian atas sampai tengah, kedalaman sekitar 750 m dijumpai batugamping setebal 10 meter yang ke arah bawah semakin menipis. Didominasi oleh batulempung yang berselang-seling dengan batulanau dan batupasir. Di bagian tengah sampai bawah terjadi perselingan antara batupasir, batulempung dan batulanau serta batugamping semakin berkurang dan menghilang. Ketebalan Intra Ngrayong sekitar 246 meter, umumnya bersifat gampingan dan diendapkan secara selaras di atas Formasi Tawun.

### 3.3.5. Formasi Tawun: 882 - 1402 mblb (520 m)

Formasi ini diawali oleh Iapisan batupasir yang cukup tebal dibagian atasnya, selanjutnya terjadi pergantian selang-seling antara batupasir, batulanau, batugamping, didominasi terutama oleh batulempung. Setelah kedalaman sekitar 1010 meter batugamping menghilang, terjadi perselang-selingan batulempung dengan batulanau yang kadang- kadang diselengi oleh batupasir. Di bawah, pada kedalaman sekitar 1220 meter, setelah munculnya Iapisan batupasir cukup tebal, maka selang-seling batulempung dan batulanau mendominasi bagian bawah formasi ini sementara batupasir dan batugamping hampir tidak muncul lagi. Ketebalan Formasi Tawun yang tertembus saat pemboran adalah 520 meter.



## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Tubing Completion

##### 4.1.1. Perencanaan ukuran tubing

**Tabel 4.1.** Data Lapangan Sumur XX

No	Data	Simbol	Satuan	Sumur XX
1	Kedalaman sumur	D	Ft	1402
2	Tekanan statik sumur	Ps	Psi	593
3	Tekanan alir dasar sumur	Pwf	Psi	420
4	Tekanan kepala sumur	Pwh	Psi	78
5	Gas liquid ratio	GLR	SCF/STB	1176,3
6	Water cut	WC	%	43

#### Analisis Kurva IPR ( Inflow Performance Relationship )

Perhitungan kurva IPR vogel untuk sumur XX dapat dilakukan dalam perhitungan sebagai berikut:

- Menentukan laju produksi maksimum (Qmax)

$$Q = \frac{Q_{max}}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{374}{1 - 0.2 \left( \frac{362}{974} \right) - 0.8 \left( \frac{362}{974} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 818,31 \text{ Bbl/day}$$

- Menentukan laju produksi optimal (Q optimal)

$$Q_{optimal} = Q_{max} \times 80\%$$

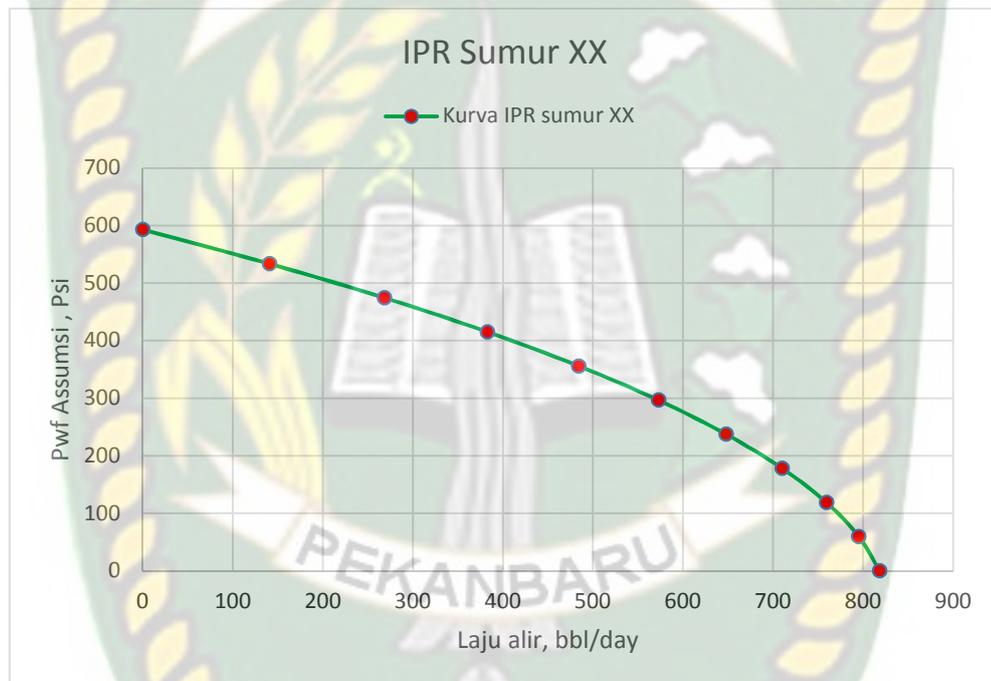
$$Q_{optimal} = 818,31 \text{ bbl/day} \times 0,8$$

$$Q_{optimal} = 654,65 \text{ bbl/day}$$

Dan perhitungan selanjutnya ada di dalam lampiran

**Tabel 4.2.** Perhitungan Pwf Dan Rate Untuk Berbagai Pwf/Psbbl/Day

(Pwf/Ps) ass	Pwf (psi)	Q bbls/day
0	0	818
0,1	59	795
0,2	119	759
0,3	178	710
0,4	237	648
0,5	297	573
0,6	356	484
0,7	415	383
0,8	474	268
0,9	534	141
1	593	0

**Gambar 4.1.** Kurva IPR Sumur XX

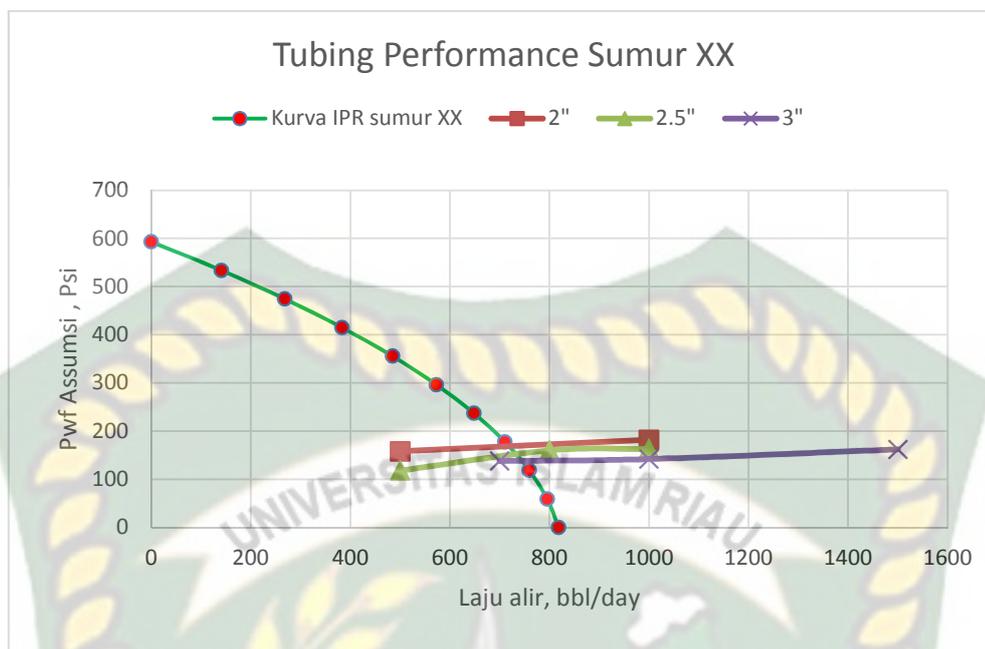
Dari gambar kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk sumur XX didapatkan nilai laju produksi maksimal ( $Q_{max}$ ) 818,31 bfpd pada saat tekanan alir dasar sumur (Pwf) 0 psi, dengan Q optimal 654,65 bbl/day.

### Analisis Kurva Tubing Intake

Untuk melakukan analisis kurva *tubing* intake pada sumur XX ini dengan cara mengambil asumsi ukuran-ukuran *tubing* yaitu 2 in ; 2,5 in ; 3 in. Sedangkan, asumsi-asumsi laju produksi (Qf) adalah pada selang 500 bfpd – 1500 bfpd. Kurva *Pressure Traverse* yang digunakan untuk aliran vertical (ALL OIL). Berdasarkan hasil analisis dan perhitungan yang telah dilakukan secara tabulasi dapat dilihat pada table dibawah ini (Tabel 4.3).

**Tabel 4.3.** Perhitungan Pwf Dari Berbagai Q Asumsi Dan Pwh

Tubing (in)	Q anggapan (bbl/day)	GLR (SCF/STB)	Pwh (psi)	Pwf (psi)
2"	500	1176,3	78	158
	1000	1176,3	78	182
2.5"	500	1176,3	78	118
	800	1176,3	78	160
	1000	1176,3	78	163
3"	700	1176,3	78	138
	1000	1176,3	78	142
	1500	1176,3	78	162



**Gambar 4.2.** Kurva *Performance Tubing* Sumur XX

Dari grafik diatas dipilih *tubing* dengan ukuran 2,5" dimana *tubing* dengan ukuran ini merupakan *tubing* yang ideal yang akan digunakan di sumur XX dengan laju alir sebesar 720 bbl/day. Di pilihnya *tubing* dengan ukuran 2,5" karena ukuran *tubing* 2" terlalu kecil dan akan menyebabkan *formation damage* dan *tubing* 3" terlalu besar akan menyebabkan *scale* (Widaputra, Y. 2014).

#### 4.1.2. Pemilihan jenis *tubing* dan *conection tubing*

Jenis *tubing completion* yang digunakan di sumur XX adalah *tubing* dengan *type* J55 dan *connection* jenis EUE (*External Upset End*), dimana jenis *tubing* ini memiliki 8 drat per *inch* nya, dimana dari data lapangan di lapangan Z *type tubing* yang sering dipakai adalah J55 EUE (*External Upset End*).

#### 4.1.3. Perhitungan *pressure drop*

Penurunan tekanan (*pressure drop*) adalah istilah yang digunakan untuk menggambarkan penurunan tekanan dari satu titik dalam pipa atau tabung ke hilir titik. "Penurunan tekanan" adalah hasil dari gaya gesek pada fluida ketika mengalir melalui *tabung* yang disebabkan oleh resistensi terhadap aliran. Penentu utama resistensi terhadap aliran fluida adalah kecepatan fluida melalui pipa dan

viscositas fluida. Aliran cairan atau gas akan selalu mengalir dalam arah perlawanan paling sedikit (tekanan kurang). Penurunan tekanan meningkat sebanding dengan gaya geser gesek dalam jaringan pipa. Penurunan tekanan dipengaruhi oleh sebuah jaringan pipa yang berisi rating kekasaran relatif tinggi serta banyak pipa *fitting* dan sendi, konvergensi tabung, divergensi, kekasaran permukaan dan sifat fisik lainnya. Selain itu Perubahan energi kinetik dan perhitungan penurunan tekanan yang disebabkan oleh gesekan dalam pipa juga berpengaruh terhadap *pressure drop*. Kecepatan aliran tinggi atau cairan viscositas tinggi dalam hasil penurutan tekanan yang lebih besar di bagian pipa atau katup atau siku. Kecepatan rendah akan mengakibatkan penurunan tekanan yang lebih rendah atau tidak ada.

penurunan tekanan dapat dihitung dengan perhitungan dibawah ini:

$$\Delta p = \frac{v^2 \times f \times L \times \rho}{2D}$$

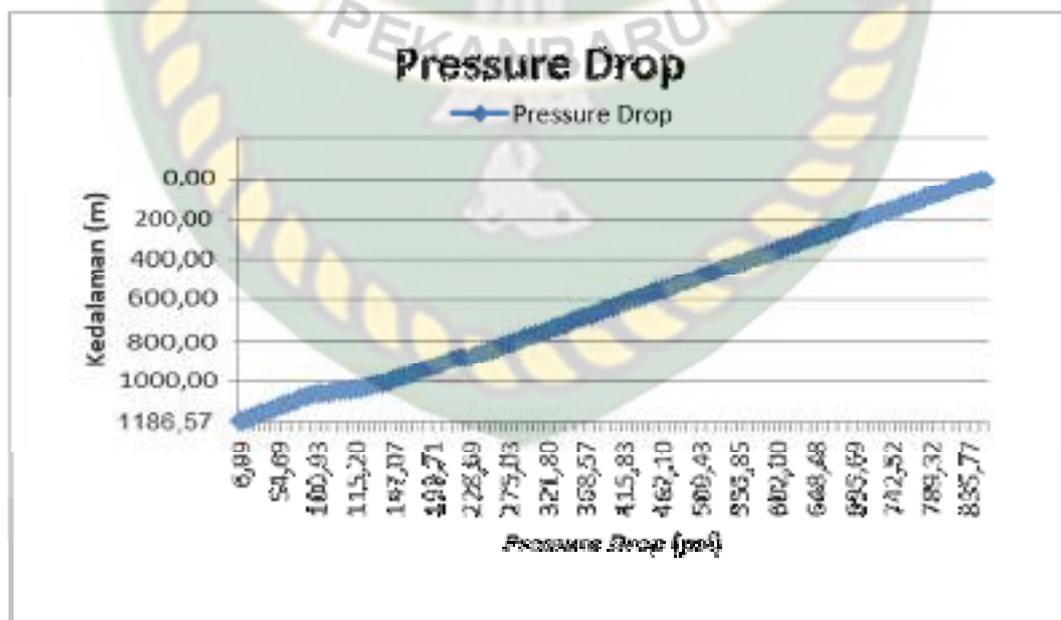
$$\Delta p = \frac{(3,048 \frac{m}{s})^2 \times 0,33 \times 9,8206 m \times 800 kg/m^3}{2 \times 0,0762 m}$$

$$\Delta p = 158047,2 pa$$

$$\Delta p = 22,923 psi$$

$$\Delta p = 0,7114 psi/ft$$

Dan untuk perhitungan selanjutnya terdapat dalam lampiran B



### Gambar 4.3. Kurva Pressure Drop Sumur XX

Dari hasil perhitungan dan dilihat dari grafik dimana *pressure drop* yang terjadi di desain *tubing completion* sumur XX adalah sebesar 0.7114 psi/ft.

#### 4.1.4 Perhitungan beban axial

Adalah tegangan yang ditimbulkan oleh gaya yang bekerja searah dengan sumbu pipa, dan dapat dihitung dengan perhitungan dibawah ini:

$$dm = \left( \frac{(Do + Di)}{2} \right)$$

$$dm = \left( \frac{(3 \text{ inch} + 2,3622 \text{ inch})}{2} \right)$$

$$dm = 2,6811 \text{ inch}$$

$$\begin{aligned} t &= (Do - Di)/2 \\ &= (2,5 \text{ inch} - 2,3622 \text{ inch})/2 \\ &= 0,3189 \text{ inch} \end{aligned}$$

$$Am = \pi dm t$$

$$Am = 3,14 \times 2,6811 \text{ inch} \times 0,3189 \text{ inch}$$

$$Am = 2,6847 \text{ inch}^2$$

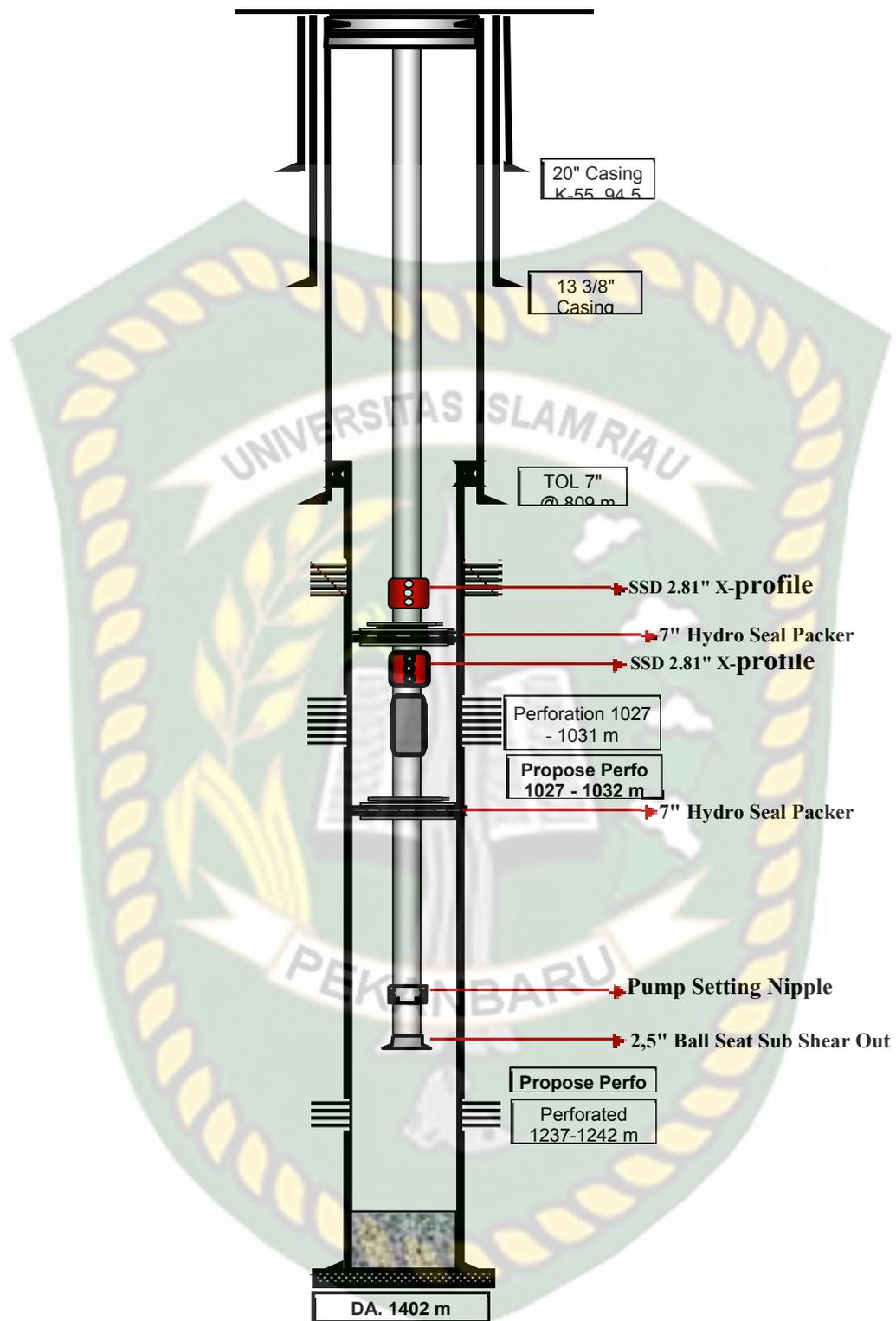
$$SL = Fax / Am$$

$$SL = 100 \text{ N} / 2,6847 \text{ inch}^2$$

$$SL = 37,2481 \text{ N} / \text{inch}^2$$

#### 4.2 Pemasangan tubing

Pemasangan *tubing* yang dilakukan setelah *completion* adalah pemasangan *tubing* yang dirangkai dengan *bottom hole assembly* yaitu pompa yang dikombinasikan dengan dua *packer (hydro packer)* yang berfungsi untuk mengisolated interval pada kedalaman 1027 m – 1031 m yang akan di produksi kan melalui *cross over*, diagram nya dapat dilihat pada gambar 4.4 dibawah ini:



**Gambar 4.4.** Schematic Tubing Completion Packer Ganda Di Sumur XX

#### 4.2.1 Beban *Torque Connection*

Beban torsi adalah beban yang diakibatkan karena adanya beban putran pada rangkaian *drill string* (rangkaian *tubing*) pada saat melakukan penyambungan rangkaian, dapat dihitung dengan perhitungan dibawah ini:

Data:

<i>Tubing</i> Size ID	<b>2,441</b>	<b>Inch</b>
<i>Tubing</i> Size OD	<b>2,5</b>	<b>Inch</b>
Coupling (collar) size OD	<b>4,5</b>	<b>Inch</b>
Weight <i>Tubing</i>	<b>6,5</b>	<b>lb/ft</b>
Grade	<b>J55</b>	
<i>Tubing</i> length	<b>32,22</b>	<b>ft</b>

$$T = \frac{4.5 \text{ inch} * 6,5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 32.22 \text{ ft}}{24}$$

$$T = \frac{0,375 \text{ ft} * 6,5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 32.22 \text{ ft}}{24}$$

$$T = 3.27 \text{ ft. lb}$$

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

#### **5.1. Kesimpulan**

Dari pembahasan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari hasil desain tubing completion yang dipilih berdasarkan tubing performance adalah tubing dengan ukuran OD = 3 inch, ID = 2,441 inch, OD Coupling = 4,5 inch, Weight = 6,5 lb/ft, grade = J55.
2. Dari hasil perhitungan diperoleh beban axial yang akan diterima oleh well head sebesar 37,2481 N/inch<sup>2</sup>.
3. Dari hasil pemasangan tubing diperoleh pump setting nipple pada kedalaman 1164,85 m dan ujung 3" Ball Seat Sub Shear Out pada kedalaman 1194,28 m, dan packer pada kedalaman 160,28 m dan 327,00 m, dan SSD pada kedalaman 148,76 m dan 193,45 m.

#### **5.2. Saran**

Selama penelitian desain tubing completion pada lapangan "Trembul" , saya menggunakan asumsi tubing dengan OD 2, 2,5, 3, dan 4 inch, maka untuk meneruskan penelitian ini saya menyarankan untuk mencoba melakukan penelitian dengan ukuran tubing yang berbeda.

## DAFTAR PUSTAKA

- \_\_\_\_\_.(2005), "Arsip PT. Pertamina EP Asset 4 Blora Field". Blora.
- \_\_\_\_\_.(2009). Electric Submersible Pump Technology. ESP Catalog: Baker Hughes Company.
- Abdel Aal. K. (2003), *Petroleum And Gas Field Processing*, King Fahd University of Petroleum & Minerals.
- Al – Quran "Al-An'am ayat 141-142"
- Ali Musnal., "*Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan*", 2017.
- Allen, Thomas, O and Roberts, Alan, P. 1978. Production Operation. Tulsa\_Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc.
- Brill, P.J. (1999), *Multiphase Flow In Well*, First Printing Henry L. Doherty Memorial Fund of Society of Petroleum Engineers Inc.
- Boyun Guo, William C.Lyons, Ali G, (2007). Petroleum Production Engineering. Lafayette LA: Elsevier Science & Technology Books.
- Brown, K.E., 1977, The Technology of Artificial Lift Methods, Tulsa, PennWellBooks.
- Buzarde, L.E., Kasto,R.I., Bell, W.T. " Production Operation Course I-Well Completion".Society Of Petroleum Engineer of AIME, Houston, 1972.
- Craft, B.C and Hawkins M.F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1959
- Ekaningtyas. E. (2017), *Perencanaan Well Completion Berdasarkan Karakteristik Reservoir Batu Pasir Pengendapan Delta*, Universitas pembangunan Nasional "Veteran", Yogyakarta.
- Joseph Zaba, W.T. Doherty. 1949. Practical Petroleum Engineers Handbook Third Edition. New York: Gulf Publishing Company.
- Koesoemadinata, R. P, (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 dan 2. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Muhgianto, Dwi (2014) *Analisa Penentuan Kurva Inflow Performance Relationship Yang Sesuai Pada Lapangan "X"*. Other Thesis, Upn "Veteran" Yogyakarta.

*Packer : Downhole Completion Tools*, 2014, Watson Packer.

*Packer Catalog* : Halliburton, 1-6

*Packer Catalog : MAXIMUS completion Systems*

*Packer: ArrowSet-IX Complete Technical*, 2009, Weatherford.

*Packer: Cast Iron Bridge Plug*, 2016, BLACKHAWK Specialty Tools.

*Packer: The Heart of The Completion*, 2019, Schlumberger.

Pamungkas, Joko (2004) *PENGANTAR TEKNIK PERMINYAKAN (TM-110)- Buku IV-Pengantar Teknik Produksi*. Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

*Petroleum Reserve Management System*, 2008, Society of Petroleum Engineers.

Poedjo Sukarno : *"Kinerja Aliran Fluida Reservoir Dari Formasi ke Dasar Sumur"*, Diktat Kuliah , Teknik Perminyakan- ITB.

Refani, M.O. (2004), *Perencanaan Well Completion Yang Optimum Berdasarkan Karakteristik Reservoir*, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran", Yogyakarta.

Setiawan, S. (2015), *Aliran Fluida*, Universitas Bengkulu, Bengkulu.

Uren, L.C. (1956), *Petroleum Production Engineering (Development)*, 4 ed. New York: McGraw-Hill Book Company.

Widaputra. Y, Yusuf. M, HAK. A. (2014), *Studi Pengaruh Pipa Produksi Terhadap Tingkat Laju Produksi Pada Sumur Produksi Y-19, W-92, Dan HD-91 Di PT. Pertamina EP Asset-1 Field Jambi*, PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi.