

ISBN 978-602-8206-31-0



"Manajemen Sumberdaya  
Mineral dan Energi  
Untuk Ketahanan Nasional"

# PROSIDING SEMINAR NASIONAL KEBUMIHAN

YOGYAKARTA, 5 AGUSTUS 2008

## PENYUNTING:

M.Th. Kristiati. EA  
Suharsono  
Nur Ali Amri  
Puji Pratiknyo  
Herwin Lukito



SEMINAR FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA  
JL. SWK 104 (Lingkar Utara) Condong Catur, Yogyakarta.  
Gedung Ari F.Lasut Lt. I telp.(0274) 487814 email: [seminar\\_ftm\\_upnyk@yahoo.com](mailto:seminar_ftm_upnyk@yahoo.com)

DAFTAR ISI

**SUSUNAN PANITIA SEMINAR NASIONAL  
"MANAJEMEN SUMBERDAYA MINERAL DAN ENERGI UNTUK KETAHANAN  
NASIONAL"**

Penanggungjawab : Dr. Ir. Sari Bahagiarti K., MSc.  
Pengarah : Ir. Wawong Dwi Ratminah, MT.

Ketua Pelaksana : M.Th. Kristiati. EA, ST, MT  
Sekretaris : Drs. Nur Ali Amri, MT  
Bendahara : Ir. Puji Pratiknyo, MT  
Sie. Sidang : Dr. Ir. Suharsono, MT  
Sie. Makalah : Herwin Lukito, ST, MSi  
Pembantu Pelaksana : Budi Iriyanti

Tim Penelaah:  
Prof. Dr. Ir. H. Supranto, SU.  
Dr. Ir. Dyah Rini Ratnaningsih, MT.  
Dr. Ir. Edi Winarno, MT

## DAFTAR ISI

	Halaman
Kata Pengantar Panitia	iii
Kata Pengantar Dekan Fakultas Teknologi Mineral	iv
Susunan Panitia	v
Daftar Isi	vi
1. Pengaruh Cr(III) di dalam Adsorpsi Larutan Polimer (PAM) pada Media Pori terhadap Peningkatan Perolehan Minyak	
<b>Boni Swadesi, Suranto</b> .....	1
2. Prakiraan Potensi Statis Reservoir Panasbumi Namora I Langit Berdasarkan Simulasi Monte Carlo	
<b>Eko Widi Pramudiodhadi</b> .....	15
3. Pemilihan Metode Pengangkatan Buatan pada Sumur Minyak dengan Menggunakan Sistem Pakar	
<b>Anas Puji Santoso</b> .....	25
4. Studi Laboratorium Lumpur Dasar Bontonite Lokal Kupang yang Terkontaminasi Kadar Garam (NaCl)	
<b>Nursuhascaryo</b> .....	38
5. Penurunan Persamaan Permeabilitas Batuan melalui Pendekatan dengan Konsep Fraktal	
<b>Yosaphat Sumantri</b> .....	50
6. Perhitungan Biaya Investasi Pemboran pada Pengembangan Lapangan Migas	
<b>Herianto</b> .....	64
7. Perencanaan Reperforasi dan Side Tracking untuk Peningkatan Produksi pada Sumur-sumur Lapangan Minyak Tua	
<b>Herianto</b> .....	88
8. Perhitungan Kapasitas Rig yang Diperlukan pada suatu Rencana Operasi Pemboran Mig	
<b>Herianto</b> .....	107

## PERHITUNGAN KAPASITAS RIG YANG DIPERLUKAN PADA SUATU RENCANA OPERASI PEMBORAN MIGAS

Oleh :  
Herianto

### INTISARI

Sebelum dilakukan operasi pemboran, terlebih dahulu dibuat suatu rencana pemboran oleh seorang Drilling Engineer. Pada perancangan ini konstruksi sumur dan target pemboran telah dibuat berdasarkan masukan dari ahli geologi dan ahli reservoir. Dari data rencana pemboran ini, maka dapat dihitung kapasitas rig yang diperlukan berdasarkan beban-beban dan daya yang diperlukan. Tinggi menara juga dipertimbangkan pada operasi pemboran yang berguna mempercepat operasi roundtrip. Dari kapasitas Rig yang diperlukan ini dilakukan kontrak sewa rig dengan drilling service company.

*Kata kunci ; Kapasitas Rig, Rencana Operasi Pemboran*

### ABSTRACT

*Before by drilling operated, is beforehand made a drilling programs by a Drilling Engineer. At this scheme of well construction and goals of drilling have been made pursuant to input of geologies expert and expert of reservoir. From this drilling plan data, hence can be calculated by capacities of rig needed pursuant to burdens which is needed horse power. High of rig (mast) is also considered by at drilling operation which in utilizing to quicken operation of roundtrip. The from rig capacities is needed to contract rent of rig with drilling service company.*

*Keyword ; Capacities of Rig, Plan drilling operation.*

### I. PENDAHULUAN

Perhitungan kapasitas rig yang diperlukan dalam suatu operasi pemboran, merupakan parameter yang menentukan kesuksesan suatu operasi pemboran. Operasi pemboran sistem putar modern memiliki satu fungsi utama yaitu secara aman membuat lubang sampai menembus suatu formasi yang potensial mengandung minyak dan atau gas. Lubang tersebut, disebut juga *well bore* setelah dijaga kestabilannya dengan casing, kemudian menghubungkan formasi yang potensial tersebut dengan permukaan, sehingga memungkinkan minyak dan atau gas diproduksi.

Operasi pemboran ini bisa diselesaikan dengan menggunakan suatu kompleks pemboran yang canggih, suatu rig pemboran putar yang modern. Rig pemboran putar terdiri dari lima komponen utama : sistem angkat, sistem putar, sistem sirkulasi, sistem tenaga dan sistem pencegah semburan liar.

### II. STUDI PUSTAKA

Dalam suatu operasi pemboran rig berfungsi sebagai penyangga peralatan – peralatan pemboran. Rig juga harus mampu menyangga besarnya dari seluruh berat rangkaian drillstring maupun casing string yang ada selama operasi pemboran.

Perlengkapan dari rig seperti substructure, penggerak utama, drawwork, wireline system, pompa lumpur dan peralatan tambahan lainnya harus dapat mencukupi seluruh kebutuhan dalam operasi pemboran.

## 2.1. Sistem Tenaga

Sistem tenaga dalam operasi pemboran terdiri dari *power suplay equipment* yang dihasilkan oleh mesin – mesin besar yang biasa dikenal dengan nama “*prime mover*” dan *distribution equipment* yang berfungsi untuk meneruskan tenaga yang diperlukan untuk mendukung jalannya kegiatan pemboran.

Hampir semua rig menggunakan *internal combustion engine*, dimana penggunaan *prime mover* ditentukan oleh besarnya tenaga pada sumur yang didasarkan pada *casing* program dan kedalaman sumur. Tenaga yang dihasilkan *prime mover* besarnya berkisar antara 500 – 5000 Hp. Jumlah *prime mover* yang diperlukan dalam suatu operasi pemboran sangat bervariasi, tergantung dari jumlah tenaga yang diperlukan. Pada umumnya suatu operasi pemboran memerlukan dua atau tiga buah mesin. Sedangkan untuk pemboran yang lebih dalam memerlukan tenaga yang lebih besar, sehingga *prime mover* yang diperlukan dapat mencapai empat unit. Adapun prinsip kerja *prime mover* adalah *flexibility*, yang dapat dinyatakan dalam persamaan :

$$W = F \times S \dots\dots\dots(2-1)$$

Keterangan :

- W = Kerja (*work*), lb ft
- F = Gaya, lb.
- S = Jarak, ft

*Prime mover* sebagai sistem daya penggerak harus mampu mendukung keperluan fungsi angkat, putar, pemompaan, penerangan, dan lain – lain. Dengan demikian perencanaan dan pemilihan tipe dan jenis *prime mover* yang dipergunakan harus memperhatikan hal tersebut.

## 2.2. Sistem Angkat

Sistem angkat (*hoisting system*) merupakan salah satu komponen utama dari peralatan pemboran. Fungsi utama sistem ini adalah memberikan ruang kerja yang cukup untuk pengangkatan dan penurunan rangkaian pipa bor dan peralatan lainnya. Sistem angkat terdiri dari dua bagian utama, yaitu :

### 2.2.1. Supporting Structure

*Supporting structure* adalah konstruksi menara yang ditempatkan diatas titik bor. Fungsi utamanya adalah untuk menyangga peralatan – peralatan pemboran dan juga memberi ruang yang cukup bagi operasi pemboran. *Supporting structure* terdiri dari *drilling tower (derrick atau mast)*, *sub structure* dan *rig floor*.

*Drilling tower* atau biasa disebut menara pemboran dibagi menjadi tiga jenis, yaitu :

1. *Conventional* atau *standart derrick*.
2. *Portable Skid Mast*.
3. *Mobile* atau *trailer mounted type mast*.

Menara tipe standar (*derrick*) tidak dapat didirikan dalam satu unit, akan tetapi pendiriannya disambung bagian demi bagian. Menara jenis ini banyak digunakan pada pemboran sumur dalam dimana membutuhkan lantai yang luas untuk tempat pipa – pipa pemboran. Untuk memindahkan

derrick ini harus dilepas satu persatu bagian kemudian dirangkai kembali di suatu tempat yang telah ditentukan letaknya.

Menara tipe *portable* posisi berdirinya dari bagian yang dikaitkan satu dengan lainnya dengan menggunakan las maupun *scrup*. Tipe ini dapat juga didirikan dengan cara ditahan oleh *telescoping* dan diperkuat oleh tali-tali yang ditambatkan secara tersebar. Dibandingkan tipe *derrick*, tipe menara ini lebih murah, mudah dan cepat dalam pendiriannya, transportnya murah, tetapi dalam penggunaannya terbatas pada pemboran yang tidak terlalu dalam.

Menurut API menara yang terbuat dari besi baja tercantum dalam standar 4A dan menara kayu tercantum standar 4B. Sedangkan untuk tipe *mast* termasuk dalam 4D. Ukuran menara pemboran yang penting ialah kapasitas, tinggi, luas lantai dan tinggi lantai bor. Ukuran kekuatan *derrick* dibagi berdasarkan dua jenis pembebanan, yaitu :

1. *Compressive Load*
2. *Wind Load*

*Compressive load* dapat dihitung dari jumlah berat yang diderita *hook* ditambah dengan jumlah berat menara itu sendiri (yang diderita oleh kaki – kaki pada *substructure*).

Sedangkan *wind load* dapat dihitung dengan persamaan :

$$p = 0.004.V^2 \dots\dots\dots(2-2)$$

Keterangan :

P = *Wind loads*, lb/ft<sup>2</sup>

V = kecepatan angin, mph

### 2.2.2. *Hoisting Equipment*

Peralatan pengangkat terdiri dari :

#### 2.2.2.1. *Drawwork*

*Drawwork* merupakan otak dari *derrick*, karena melalui *drawwork*, seorang *driller* melakukan dan mengatur operasi pemboran. *Drawwork* juga merupakan rumah atau tempat dari gulungan *drilling line*.

Desain daripada *drawwork* tergantung dari beban yang harus dilayani, biasanya didisain dengan *horse power* (Hp) dan kedalaman pemboran, dimana kedalamannya harus disesuaikan dengan *drill pipe*-nya. *Horse power out put drawwork* yang diperlukan untuk *hoisting* (pengangkatan *traveling block* dan beban – bebannya) adalah :

$$Hp = \frac{W.Vh}{33000} \times \frac{1}{e} \dots\dots\dots(2-3)$$

Keterangan :

W = *Hook load*, lb

Vh = Kecepatan naik *traveling block*, ft/min

E = *Effisiensi hook ke drawwork*, umumnya 80% - 90%, tergantung dari jumlah *line* dan kondisi bantalan kerekan (*sheave bearing*).

### 2.2.2.2. *Overhead tools*

*Overhead tool* merupakan rangkaian sekumpulan peralatan yang terdiri dari *crown block*, *traveling block*, *hook* dan *elevator*.

### 2.2.2.3. *Drilling line*

*Drilling line* terdiri dari *reeveed drilling line*, *dead line*, *dead line anchor* dan *storage and suplay*.

*Drilling line* digunakan untuk menahan (menarik) beban pada *hook*. *Drilling line* terbuat dari baja dan merupakan kumpulan kawat baja yang kecil dan diatur sedemikian rupa hingga merupakan suatu lilitan. Lilitan ini terdiri dari enam kumpulan dan satu bagian tengah yang disebut "core" dan terbuat dari berbagai macam bahan seperti *plastic* dan *textile*.

## 2.3. Sistem Putar

Fungsi utama dari sistem putar (*rotary system*) adalah untuk memutar rangkaian pipa bor dan juga memberikan berat di atas pahat untuk membor suatu formasi. *Rotary system* terdiri dari tiga sub komponen, yaitu :

### 2.3.1. *Rotary assembly*.

Peralatan putar berfungsi untuk :

- a. Memutar rangkaian pipa bor selama operasi pemboran berlangsung.
- b. Menggantungkan rangkaian pipa bor yaitu dengan slip yang dipasang (dimasukkan) pada *rotary table* ketika disambung atau melepas bagian-bagian *drill pipe*.

Peralatan putar ditempatkan pada lantai bor di bawah *crownblock* diatas lubang, terdiri dari

- a. Meja putar (*rotary table*).
- b. *Top drive*.
- c. *Masterbushing*.
- d. *Kelly bushing*.
- e. *Rotary slip*.

### 2.3.2. Rangkaian pipa pemboran.

Rangkaian pipa bor menghubungkan antara swivel dan mata bor, berfungsi untuk :

- a. Menaik turunkan mata bor.
- b. Memberikan beban diatas pahat untuk penembusan (*penetration*).
- c. Meneruskan putaran ke mata bor dan
- d. Menyalurkan fluida pemboran yang bertekanan ke mata bor.

Rangkaian pipa bor, meliputi :

- a. *Swivel*.
- b. *Kelly*.
- c. *Drill Pipe*.
- d. *HWDP*.
- e. *Drill Collar*.

### 2.3.3. Pahat (*Bit*).

Mata bor merupakan peralatan yang langsung menyentuh formasi, berfungsi untuk menghancurkan dan menembus formasi, dengan cara memberi beban pada mata bor.

Jenis – jenis pahat terdiri dari :

1. *Roller-Cone ( Rock Bit )*.
2. *Drag Bit*.
3. *Diamond Bit*.

Sistem putar yang digunakan pada pemboran minyak terbagi menjadi dua, yaitu :

- a. Sistem Putaran Konvensional ( menggunakan rotary table ).

Digerakkan oleh power yang sama, yang digunakan pada sistem angkat. Bisa digunakan bersama-sama atau sendiri-sendiri. Pada sistem konvensional ini memerlukan alat yang disebut Kelly.

- b. Sistem Putar Modern ( Top Drive ).

Merupakan sistem putar tetapi sudah tidak menggunakan rotary table ( meja putar ) tetapi sudah mempunyai mesin penggerak sendiri yang terpisah dengan sistem angkat. Pada sistem putar terdapat pipa putar yang mentransmisikan putaran dari meja putar ke bit / pahat.

#### 2.4. Sistem Sirkulasi

Sistem sirkulasi terdiri dari empat sub-komponen utama, yaitu :

##### 2.4.1. Fluida Pemboran.

Fluida pemboran adalah merupakan suatu campuran cairan (*liquid*) dari beberapa komponen yang terdiri dari : air (tawar atau asin), minyak, tanah liat (*clay*), bahan-bahan kimia (*chemical additives*), gas, udara, busa maupun detergen. Dilapangan fluida pemboran dikenal sebagai " lumpur ".

Dalam penentuan komposisinya ditentukan oleh kondisi lubang bor dan jenis formasi yang di tembus mata bor. Ada dua hal penting dalam penentuan komposisi lumpur pemboran, yaitu :

- 1) Semakin ringan dan encer suatu lumpur pemboran, semakin besar laju penembusan.
- 2) Semakin berat dan kental suatu lumpur pemboran, semakin mudah untuk mengontrol kondisi di bawah permukaan, seperti masuknya fluida formasi bertekanan tinggi (dikenal sebagai " *kick* ").

Bila keadaan ini tidak dapat diatasi akan menyebabkan terjadinya semburan liar (*blowout*).

##### 2.4.2. Tempat Persiapan.

Ditempatkan pada sistem sirkulasi dimulai yaitu dekat pompa Lumpur. Tempat persiapan meliputi :

- 1) *Mud house*.
- 2) *Steel mud pits / tanks*.
- 3) *Mixing hopper*.
- 4) *Chemical mixing barrel*.
- 5) *Bulk mud storage bins*.
- 6) *Water tanks*.
- 7) *Reserve pit*.

##### 2.4.3. Peralatan Sirkulasi.



Peralatan sirkulasi merupakan komponen utama dalam system sirkulasi, turun kerangkaian pipa bor dan naik ke *annulus* membawa serbuk bor ke permukaan menuju *conditioning area* sebelum kembali ke *mud pits* untuk sirkulasi kembali.

Peralatan sirkulasi terdiri dari beberapa komponen khusus :

- 1) *Mud pit*
- 2) *Mud pump.*
- 3) *Pump discharge and return lines.*
- 4) *Stand pipe.*
- 5) *Rotary house.*

#### 2.4.4. *Conditioning Area.*

Ditempatkan dekat rig. Area ini terdiri dari peralatan-peralatan khusus yang digunakan untuk "clean up" Lumpur pemboran setelah keluar dari lubang bor. Fungsi utama peralatan-peralatan ini adalah untuk membersihkan Lumpur bor dari serbuk bor (*cutting*) dan gas-gas yang terbawa.

Ada dua metode pokok untuk memisahkan cutting dan gas. Pertama yaitu menggunakan prinsip gravitasi, dimana Lumpur dialirkan melalui *shale shaker* dan *setling tanks*. Kedua yaitu secara mekanik, dimana peralatan-peralatan khusus yang dipasang pada *mud pits* dapat memisahkan Lumpur dan gas. Peralatannya terdiri dari :

- 1) *Settling tanks* : merupakan bak terbuat dari baja digunakan untuk menampung lumpur bor selama conditioning.
- 2) *Reserve pits* : merupakan kolam besar yang digunakan untuk menmpung cutting dari dalam lubang bor dan kadang-kadang untuk menampung kelebihan lumpur bor.
- 3) *Mud-gas separator* : merupakan suatu peralatan yang memisahkan gas yang terlarut dalam lumpur bor dalam jumlah besar.
- 4) *Shale shaker* : merupakan peralatan yang memisahkan cuttings yang besar dari lumpur bor.
- 5) *Desander* : merupakan peralatan yang memisahkan butir-butir pasir dari lumpur.
- 6) *Desilter* : merupakan peralatan yang memisahkan partikel-partikel cutting yang berukuran paling halus dari lumpur.
- 7) *Degasser* : merupakan peralatan yang secara kontinyu memisahkan gas terlarut dari lumpur.

#### 2.5. Sistem Pencegah Semburan Liar

Sistem pencegahan sembur liar (*blow out preventer*) dipasang untuk menahan tekanan dari lubang bor. Peralatan ini disediakan pada operasi pemboran karena peramalan tekanan tidak selalu memungkinkan.

Apabila formasi mempunyai tekanan yang besar dan kolom lumpur tidak dapat mengimbangnya maka akan terjadi "kick", yaitu intrusi fluida formasi yang bertekanan tinggi yang masuk ke dalam lubang bor. Kick yang tidak terkendali dapat mengakibatkan terjadinya *blow out*. Jadi *blow out* selalu diawali dengan adanya *kick*.

*Blow Out Preventer (BOP) system* berfungsi untuk menutup ruang annular antara *drill pipe* dan *casing* bila terjadi gejala *kick*. Sistem peralatan ini bekerja secara *pneumatic* (biasanya dipakai dengan menggunakan udara dan gas) dan secara mekanik.

BOP sistem terdiri dari *BOP stack*, *accumulator* dan *supporting system*. *BOP stack* terdiri dari rangkaian *annular preventer*, *pipe ram preventer*, *drilling spools*, *blind ram preventer* dan *casing head*. Kesemuanya ini disetkan pada *surface casing*. Sedangkan tipe dan ukurannya disesuaikan dengan kondisi tekanan lubang bor dan disesuaikan dengan ke ekonomian.

#### 2.5.1. BOP Stack dan Accumulator.

Ditempatkan pada kepala casing atau kepala sumur langsung di bawah *rotary table* pada lantai bor. BOP stack meliputi :

a. *Annular preventer*.

Ditempatkan paling atas dari susunan BOP stack. *Annular preventer* berisi *rubber packing element* yang dapat menutup lubang annulus baik lubang dalam keadaan kosong ataupun ada rangkaian pipa bor.

b. *Pipe ram preventer*.

Digunakan untuk menutup lubang annulus baik lubang pada waktu rangkaian pipa bor berada pada lubang bor.

c. *Drilling spool*.

Terletak diantara preventers ( pada casing head ). Berfungsi sebagai tempat pemasangan choke line ( yang mensirkulasikan "kick" keluar dari lubang bor). Ram preventer pada sisa-sisanya mempunyai "cutlets" yang digunakan untuk maksud yang sama.

d. *Blind ram preventer*.

Digunakan untuk menutup lubang bor pada waktu rangkaian pipa bor tidak berada pada lubang bor.

e. *Casing head*.

Merupakan alat tambahan pada bagian atas casing yang berfungsi sebagai pondasi BOP stack.

Accumulator biasanya ditempatkan agak jauh dari rig dengan pertimbangan keselamatan, fungsi utamanya adalah menutup dengan cepat valve BOP stack pada saat terjadi bahaya. Bekerja dengan " high pressure hydroulis ".

#### 2.5.2. Supporting Sistem, meliputi :

a. *Choke manifold*.

Choke manifold merupakan suatu kumpulan fitting dengan beberapa outlet yang dikendalikan secara manual dan atau otomatis. Bekerja pada BOP stack dengan "hig pressure line", disebut "choke line".

Bila dihidupkan, choke manifold membantu menjaga back pressure dalam lubang bor untuk mencegah terjadinya intrusi fluida formasi. Lumpur bor dapat dialirkan dari BOP stack ke sejumlah valve (yang membatasi aliran dan langsung ke reserve pits), mud-gas separator atau mud conditioning area back pressure dijaga sampai lubang bor dapat di kontrol kembali.

b. *Kill line*.

Kill line bekerja pada BOP stack biasanya berlawanan, berlangsung dengan choke manifold dan choke line. Lumpur berat dipompakan melalui kill line ke dalam Lumpur bor sampai tekanan hidrostatik Lumpur dapat mengimbangi tekanan formasi.

## 2.6. Peralatan Penunjang

Peralatan penunjang membantu pelaksanaan maupun penyelesaian suatu sumur pemboran. Peralatan penunjang ini terdiri dari sistem penyemenan dan peralatan penunjang lainnya.

### 2.6.1. Sistem Penyemenan

Penyemenan suatu sumur merupakan salah satu faktor yang penting dalam suatu operasi pemboran. Berhasilnya atau tidaknya suatu pemboran, diantaranya tergantung dari berhasil tidaknya penyemenan sumur tersebut. Peralatan penyemenan pada dasarnya dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu :

1. Peralatan di atas permukaan (*surface equipment*)
2. Peralatan di bawah permukaan (*subsurface equipment*)

#### 2.6.1.1. Peralatan di atas permukaan

Peralatan penyemenan di atas permukaan meliputi :

a. *Cementing unit*

Adalah suatu unit pompa yang mempunyai fungsi untuk memompakan bubuk semen dan lumpur pendorong dalam proses penyemenan. *Cementing unit* terdiri dari :

- 1) Tangki semen : untuk menyimpan semen kering.
- 2) *Hopper* : untuk mengatur aliran dari semen kering dan air yang ditempatkan bersama-sama dalam hopper, sehingga akan menghasilkan bubuk semen yang benar-benar homogen.
- 3) *Jet Mixer* : untuk mengaduk semen kering dan air yang ditempatkan bersama-sama dalam hopper, sehingga akan menghasilkan bubuk semen yang benar-benar homogen.
- 4) Motor penggerak pompa dan pompa : untuk memompa bubuk semen.

Jenis-jenis cementing unit :

1. *Truck mounted cementing unit*
2. *Marine cementing unit*
3. *Skid mounted cementing unit*

b. *Flow line*

Merupakan pipa yang berfungsi untuk mengalirkan bubuk semen yang dipompakan dari cementing unit ke cementing head.

c. *Cementing head*

Berfungsi untuk mengatur aliran bubuk semen yang masuk ke lubang bor.

Ada dua type *cementing head*, yaitu :

1. *Mac clatchie cementing head*. Merupakan tipe cementing head yang cara penggunaannya (pada waktu memasukan bottom plug dan top plug) dengan jalan membuka dan memasang kembali.
2. *Plug container*. Tipe ini lebih praktis dari mac clatchie, karena pada plug container ini pemasangan top plug dan bottom plug tidak perlu membukanya, akan tetapi sudah terpasang sebelumnya

#### 2.6.1.2. Peralatan di bawah permukaan

Peralatan penyemenan dibawah permukaan meliputi :

##### a. Casing

Merupakan pipa selubung yang berfungsi untuk :

- 1) Melindungi lubang bor dari pengaruh-pengaruh fluida formasi dan tekanan-tekanan di sekitarnya.
- 2) Melindungi lubang bor dari keguguran.
- 3) Memisahkan formasi produktif satu dengan lainnya.
- 4) Bersama-sama memperkuat dinding lubang bor serta mempermudah operasi produksi nantinya.

Jenis-jenis casing :

- 1) *Conductor casing*
- 2) *Surface casing*
- 3) *Intermediate casing*
- 4) *Production casing*
- 5) *Liner (Perforated Interval)*

##### b. Centralizer

Untuk mendapatkan cincin semen yang baik (merata), casing harus terletak di tengah-tengah lubang, untuk itu casing dilengkapi dengan *centralizer*.

Fungsi *centralizer* :

- Menempatkan casing di tengah-tengah lubang
- Menyekrap mud cake
- Mencegah terjadinya *differential sticking*.

*Centralizer* dibuat dari bahan baja, sehingga mampu mendorong casing di tengah-tengah lubang.

##### c. Scratchers

Adalah suatu alat yang dirangkaikan atau dipasang pada casing dan berfungsi untuk membersihkan dinding lubang bor dari mud cake, sehingga didapat lubang bor yang bersih.

Ada dua jenis *scratchers* :

1. *Rotation type wall scratcher*

2. *Reciprecasing type scratcher*

Pemasangan *scratcher* pada casing pada umumnya dilas, tetapi dewasa ini dipasang dengan *step collar* atau *clamps*.

d. Peralatan *floating*

Peralatan *floating* terdiri dari *shoe* dan *collar*.

1. *Shoe*

Ada dua jenis *shoe* yaitu *casing shoe* dan *float shoe* yang masing-masing dari *shoe* tersebut memiliki fungsi sendiri-sendiri.

1) *Casing shoe*

Biasanya berbentuk bulat pada bagian bawah dan ditempatkan pada ujung terbawah dari rangkaian casing dan dalamnya tidak terdapat *valve* (katub). *Casing shoe* berfungsi sebagai sepatu dan pemandu untuk memudahkan pemasukan rangkaian casing (*running casing*), agar tidak terjadi sangkutan pada dinding lubang bor, *shoe* ini dibuat dari bahan yang dapat dibor lagi (*drillable*).

2) *Float shoe*

Pada prinsipnya sama dengan *casing shoe*, hanya pada *float shoe* dilengkapi dengan *valve* (katub), yang berfungsi untuk :

- a) Mencegah aliran balik, mencegah *blow out* melalui casing pada waktu casing diturunkan.
- b) Mencegah aliran balik semen, setelah proses penyemenan selesai.
- c) Memperkecil beban menara, pada *drilling line* dan casing itu sendiri

Jadi *float* ini hanya dapat mengalirkan semen atau lumpur ke satu arah saja. *Float shoe* ini dibuat dari bahan yang dapat dibor lagi.

2. *Collar*

Merupakan suatu shock penahan yang dipasang beberapa meter di atas *shoe*, berfungsi untuk menahan *bottom plug* dan *top plug*. *Collar* dibuat dari bahan yang dapat dibor lagi (*drillable*).

Ada dua jenis collar :

- a) *Guide collar* : tidak dilengkapi *valve*, sehingga tidak dapat menahan tekanan balik.
- b) *Float collar* : dilengkapi *valve*.

e. *Shoe trach*

Merupakan pipa casing yang dipasang antara shoe dan collar sepanjang satu batang atau lebih, tergantung dari ketinggian semen di annulus. Karena ketinggian semen di annulus akan menentukan perbedaan tekanan hidrostatik diluar dan didalam casing pada waktu memasukkan top plug. Shoe trach berfungsi untuk menampung bubuk semen yang bercampur udara atau lumpur pendorong, agar tidak keluar annulus disekitar shoe.

f. Cementing plug

Cementing plug dibagi menjadi dua bagian , yaitu :

1) Bottom plug

Berfungsi untuk mencegah adanya kontaminasi antara lumpur dengan bubuk semen. Jadi untuk mendorong lumpur yang berada didalam casing dan memisahkan casing dari semen dan juga membersihkan mud film didalam dinding casing, pada bottom plug terdapat membran yang pada tekanan tertentu dapat pecah, sehingga semen akan mengalir keluar dan terdorong ke annulus sampai mencapai tujuan yang diharapkan. Bottom plug terbuat dari bahan karet, pada bagian luar dan cast aluminium pada bagian dalamnya.

2) Top plug

Berfungsi untuk mendorong bubuk semen, memisahkan semen dari lumpur pendorong agar tidak terjadi kontaminasi, membersihkan sisa-sisa semen dalam casing. Alat ini sebagian besar terbuat dari karet dan pada bagian bawahnya digunakan plat aluminium dan tidak mempunyai membrane (selaput tipis). Apabila top plug ini sudah duduk (sampai pada bottom plug) dibawah, maka tekanan pemompaan akan naik secara tiba-tiba (bumping pressure) dan pada saat itu pemompaan dihentikan.

### III. METODOLOGI

Metodologi dari perhitungan kapasitas rig yang diperlukan pada suatu rencana operasi pemboran, haruslah mengikuti langkah-langkah sebagai berikut ;

- Data profil sumur yang akan dibor, atau konstruksi sumur yang direncanakan oleh seorang well planner.
- Data rangkaian pipa bor yang digunakan untuk operasi pemboran, meliputi data DP, BHA (HWDP, DC, Stabilizer) dan bit.
- Tentukan kapasitas menara dari beban yang bekerja pada menara. Dari data kedalaman operasi pemboran yang direncanakan hitung jenis rig yang digunakan serta jumlah joint yang mampu diangkat saat round trip (cabut rangkaian).

- Tentukan tenaga yang diperlukan pada prime mover dengan menghitung tenaga untuk fungsi angkat, fungsi putar dan fungsi sirkulasi.
- Kapasitas menara yang diperlukan dalam operasi pemboran yang optimum diperoleh.

#### IV. PERHITUNGAN KAPASITAS RIG

Perhitungan kapasitas rig didasarkan atas tinggi atau berapa joint kapasitas menaranya dan beban yang bekerja pada menara, serta perhitungan tenaga pada prime mover. Sementara perhitungan tenaga pada prime mover, didasarkan pada tenaga yang diperlukan untuk fungsi angkat, fungsi putar dan fungsi sirkulasi.

##### 4.1. Beban Yang Bekerja Pada Menara

Beban pada rig yang berpengaruh pada perhitungan kapasitas menara dapat dibagi menjadi beberapa bagian, antara lain :

- Beban vertikal
- Berat dari Block group
- Tegangan Kabel pemboran
- Beban Horizontal

Beban Total pada menara dihitung , dengan persamaan :

$$Bt = Q + Tf + Td + Bhb$$

Dimana :

- Bt = beban total pada menara, lbs
- Q = beban vertikal, lbs
- Tf = tegangan pada fast line, lbs
- Td = tegangan pada dead line, lbs
- Bhb = berat hook block, lbs

##### 4.1.1. Beban Vertikal

Beban vertikal ini meliputi : berat drill string, berat rangkaian casing, dan berat dari block group.

##### 4.1.1.1. Berat Drill String :

Beban pada rig yang diakibatkan oleh berat drill string dapat dihitung dengan persamaan :

$$Q = Q_{DP} + Q_{DC}$$

Dimana :

- $Q_{DP}$  = berat seluruh drill pipe yang digunakan, lbs
- $Q_{DC}$  = berat seluruh drill collar yang digunakan, lbs

Sedangkan berat drill string didalam lumpur dapat dihitung dengan persamaan :

$$Q_m = Q_A \times (1 - 0,0015 \rho_m)$$

Dimana :

- $Q_m$  = berat drill string didalam lumpur, lbs
- $Q_A$  = berat drill string diudara, lbs

$\rho_m$  = berat jenis lumpur,  $\rho_{pg}$  biasanya diambil 0,88

$(1-0,0015 \rho_m)$  = bouyancy factor, tak berdimensi

Pada pemboran berarah, besarnya beban drill string dapat dihitung dengan persamaan:

$$Q = G_1 + G_2 \cos \alpha + f.k.G_2 \sin \alpha$$

Dimana:

$G_1$  = berat string yang lurus, ton

$G_2$  = berat string yang miring, ton

$f$  = koefisien gesekan antara string dan formasi, tak berdimensi

$k$  = koefisien yang menunjukkan bertambah besarnya gesekan pada waktu mulai bergerak, biasanya diambil 1,5

$\alpha$  = sudut kemiringan lubang, derajat

#### 4.1.1.2. Berat Casing

Berat casing yang dipasang pada lubang bor untuk diperhitungkan pada beban rig, diambil dari berat casing yang terberat dan dihitung dengan persamaan:

$$Q_c = NWC \times L_c$$

Dimana:

$Q_c$  = berat casing yang terpasang, lbs

$NWC$  = berat nominal casing terberat, lb/ft

$L_c$  = panjang casing yang dipasang, ft

#### 4.1.2. Berat Block group

Block group adalah penghubung utama antara drawwork dengan pipa atau casing. Peralatan ini memberikan keuntungan mekanis dalam membantu menaikkan susunan pipa dan memperkecil gaya yang bekerja.

#### 4.1.3. Tegangan kabel pemboran

Tegangan pada kabel pemboran terbagi dalam dua sisi, yaitu tegangan pada fast line ( $T_f$ ) dan dead line ( $T_d$ ). Dalam keadaan statis tegangan pada fast line ( $T_f$ ) dan tegangan pada dead line ( $T_d$ ) adalah sama, yang dihitung dengan persamaan:

$$T_f = \frac{B_{hook}}{\eta(EB)^n}$$

Dimana:

$T_f$  = Tegangan pada fast line, lbs

$T_d$  = Tegangan pada dead line, lbs

$B_{hook}$  = Beban pada hook, lbs



EB = efisiensi pada block, biasanya diambil 0,98

n = banyaknya line

#### 4.1.4. Beban Horizontal

Beban horizontal yang bekerja pada menara ini adalah akibat dari berat stand yang bersandar pada menara dan beban akibat pengaruh angin.

##### 4.1.4.1. Berat stand yang bersandar pada menara

Ilustrasi berat stand yang bersandar pada menara ditunjukkan dengan gambar 3-2, dan dapat dihitung dengan persamaan :

$$Gh = G \times (L / 2 h) \sin \alpha$$

Dimana :

Gh = Beban horizontal yang timbul akibat bersandarnya stand, ton

G = Jumlah berat seluruh stand, ton

L = Panjang rata-rata stand, meter

h = Tinggi racking platform, meter

$\alpha$  = Sudut antara stand dengan garis vertical, derajat

Masa pakai kabel pemboran dapat ditingkatkan dengan memotong (cut off) yang lebih sering pada panjang tertentu untuk menghindari tekanan tinggi pada posisi yang sama. Titik tekanan tertinggi biasanya sheave dari crow block, bagian dari dasar shave travelling block dan titik persilangan pada drum pengangkatan

##### 4.1.4.2. Beban akibat pengaruh angin

Pengaruh angin yang terbesar adalah gaya horizontalnya, ketika rangkain pipa bor disandarkan vertikal pada menara saat round trip dilakukan. Gaya horizontal akibat pengaruh angin dapat dihitung dengan persamaan :

$$W = 0,004 \times V^2$$

Dimana :

W = Wind load, lb/ft<sup>2</sup>

V = Actual wind velocity, mph

Untuk mengetahui beban akibat pengaruh angin perlu diketahui cuaca (angin) yang terburuk yang terjadi 100 tahun terakhir. Rancangan ini terutama harus diperhatikan saat operasi pemboran dilakukan dilepas pantai (offshore drilling).

Sedang beban horizontal akibat pengaruh angin dapat dihitung dengan persamaan;

$$Wh = W \times (L / 2 h) \times \sin \alpha$$

Dimana : Wh = Beban horizontal akibat pengaruh angin, ton

Sehingga beban horizontal maksimum dapat dihitung dengan persamaan :

$$Bh \max = Gh + Wh$$

Dimana : Bh max = Beban horizontal maksimum

#### 4.2 .Perhitungan Horse Power Pada Enggine (Prime Mover)

Perhitungan daya yang diperlukan pada operasi pemboran , harus dipenuhi oleh prime mover (engine) , yaitu meliputi daya untuk angkat, putar, dan sirkulasi fluida pemboran.

##### 4.2.1. Tenaga Untuk Fungsi Angkat

Pada proses pemboran selalu dilakukan menaikkan dan menurunkan rangkaian pipa bor dan menurunkan casing. Peralatan fungsi angkat pada suatu operasi pemboran terbagi menjadi dua sub komponen utama, yaitu : struktur penyangga, dan peralatan pengangkat. Struktur penyangga terdiri dari : menara pemboran , substruktur dan rig floor, sedangkan peralatan pengangkat terdiri dari : draw work , overhead tools (crown block, travelling block, hook, dan elevator) dan drilling line (kabel pemboran).

Perhitungan horse power sistim angkat ditentukan dengan menghitung besarnya horse power (HP) yang diperlukan drawwork dan besarnya HP input yang harus diberikan prime mover pada drawwork . HP yang diperlukan drawwork dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$HDP = \frac{WxVh}{33.000}$$

Sedangkan besarnya HP input yang dibutuhkan prime mover dapat dihitung dengan persamaan :

$$HPP = \frac{HPD}{\eta}$$

Dimana :

HPD = HP drawwork

W = Beban hook, lb

Vh = kecepatan naik turunnya travelling block, ft/menit

HPP = HP prime mover

$\eta$  = faktor efisiensi, % (berkisar 80%-90%)

Perhitungan daya sistim angkat ini harus pula mempertimbangkan beban yang bisa ditanggung oleh menara (mast) dan sub struktur, dengan demikian walaupun prime mover bisa menyediakan sejumlah daya yang diperlukan sistem angkat, namun bila menara dan sub struktur tidak bisa menahan beban tersebut maka menara akan roboh (ambruk).

##### 4.2.2. Tenaga Untuk Fungsi Putar

Peralatan fungsi putar dibagi menjadi dua kelompok, yaitu : peralatan putar dan rangkaian pipa bor.

Peralatan putar, terdiri dari :

- Meja putar
- Master bushing
- Kelly bushing
- Rotary slip

- Sedang rangkaian pipa bor, secara umum terdiri dari :
- Swivel
- Kelly
- Drill pipe
- Drill collar
- Pahat

Pada rotary drilling rig rangkaian pipa bor yang terdiri dari Kelly, DP dan BHA, selalu kita putar untuk meneruskan gaya putar ke pahat guna proses penghancuran batuan. Untuk menghitung besarnya HP fungsi putar, harus dihitung besarnya RPM kritis, dan besarnya Torsi pada kondisi tension. Secara teoritis setiap drill string akan mempunyai frekuensi alamiah yang merupakan efek vibrasi maksimum. Dua type vibrasi yang terjadi, yaitu vibrasi kawat biola dan vibrasi pendulum.

Pada setiap tool joint dari pipa dapat bervibrasi seperti kawat biola yang bisa dihitung dengan persamaan :

$$RPM = \frac{4.750.000}{L^2} (D^2 + d^2)^{1/2} \dots\dots\dots (1)$$

Type kedua adalah type kawat pendulum yang terjadi pada keseluruhan string dan dihitung dengan persamaan :

$$RPM = \frac{258.000}{L} \dots\dots\dots (2)$$

Dimana ;

- RPM = RPM kritis
- L = panjang satu pipa/rangkaian, in pada pers(1) dan ft pada pers (2)
- D = Diameter luar pipa, in
- d = Diameter dalam pipa, in

Besarnya putaran pada meja putar tidak boleh melebihi RPM kritis karena akan menyebabkan putusnya drill string.

Torsi yang dapat memutar pahat pada pemboran dengan rotary drilling dibatasi oleh : torsi maksimum yang dapat dilakukan oleh meja putar, kekuatan torsi pada sambungan dan kekuatan torsi pada bagian pipa yang tipis. Berdasarkan API RP 7.6 torsi yang dapat ditanggung pipa pada kondisi tensile (tertarik) adalah :

$$T = \frac{0,096167 \times I}{OD} \left[ Y^2 - \frac{T_e^2}{A^2} \right]^{1/2}$$

$$I = \frac{\pi}{32} [OD^4 - ID^4]$$

Dimana :

- T = maksimum torsi pada kondisi tension , lb-ft
- I = momen inerti polar , in<sup>4</sup>
- OD = diameter luar pipa, in
- ID = diameter dalam pipa, in
- Y = minimum yield strength, psi
- Te = beban tensile, lb
- A = luas permukaan pipa, in<sup>2</sup>

Besarnya torsional dan tensile strength dapat dilihat pada Tabel (API) Premium.

Tabel 4.1.  
Torsional Dan Tensile (Used API Premium)<sup>8)</sup>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Size OD (in)	New wt nom. wt/ ends and couplings (lb/ft)	E	X95	G105	S135	E	X95	G105	S135
2½	4.85	3730	4720	5220	6710	78 090	97 380	107 640	138 380
	8.85	4810	6090	6720	8650	107 620	136 330	150 080	193 730
3	6.85	6330	8020	8950	11 400	106 950	133 470	149 730	192 510
	10.40	8850	11 220	12 400	15 940	146 500	210 900	233 100	299 700
3½	8.50	11 090	14 650	15 530	19 970	153 000	193 800	214 200	275 400
	13.30	14 360	18 190	20 100	25 850	212 250	268 850	297 150	382 060
4	15.50	16 140	20 450	22 600	29 060	250 500	317 300	350 720	450 500
	11.85	15 310	19 390	21 430	27 960	182 020	230 560	254 840	327 840
4½	14.00	19 200	23 050	25 470	32 750	224 180	283 960	313 850	403 520
	15.70	20 070	25 420	28 090	36 120	253 890	321 580	355 430	456 980
5	17.70	25 070	30 420	33 580	42 730	313 220	370 060	408 510	520 800
	13.75	20 400	25 840	28 560	36 730	260 100	323 460	364 140	468 160
5½	16.80	24 130	30 570	33 790	43 650	343 650	409 070	452 130	581 310
	20.00	28 680	36 300	40 150	51 630	322 890	392 070	432 130	561 310
6	22.82	31 590	40 010	44 220	55 860	367 570	455 590	514 590	661 620
	16.25	27 618	34 970	38 658	49 696	299 120	368 220	406 780	526 420
6½	19.50	32 290	40 890	45 200	58 110	411 540	494 600	536 150	690 760
	23.60	40 548	51 360	56 760	72 960	414 890	505 270	549 570	704 440
7	21.90	39 890	50 490	55 810	71 750	344 760	426 720	482 890	620 600
	24.70	44 320	56 140	62 050	79 780	391 250	475 620	527 830	704 310

<sup>\*</sup> Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.  
<sup>†</sup> Torsional data based on 20% uniform wear on outside diameter and tensile data based on 20% uniform wear on outside diameter.

Untuk pemboran berarah dan lubang miring besarnya torsi dihitung dengan persamaan :

$$T = \frac{OD \times W_m \times L \times \mu \sin \alpha}{24}$$

Dimana :

- W<sub>m</sub> = berat pipa dalam lumpur , lb
- μ = koefisien friksi (gesekan), tak berdimensi
- L = panjang pipa, ft
- α = sudut kemiringan sumur, derajat

Pada perhitungan horse power sistim putar yang dibutuhkan drawwork, dapat dihitung dengan persamaan :

$$HP_D = (T \times N) / 5250$$

Sedangkan daya (horse power ) input yang harus diberikan oleh prime mover dihitung dengan persamaan :

$$HP_P = (HDP) / \eta$$

Dimana :

T = torsi putar, ft-lb

N = kecepatan putar, RPM

$\eta$  = faktor efisiensi, % (berkisar 80%-90%)

#### 4.2.3. Tenaga Untuk Fungsi Sirkulasi

Pada operasi pemboran dibutuhkan sirkulasi fluida pemboran, guna mengimbangi tekanan formasi, mengangkat cutting, pendingin rangkaian, menahan cutting saat sirkulasi dihentikan, dan lain-lainnya. Peralatan sistim sirkulasi, terdiri dari :

- Pompa lumpur
- Bak lumpur
- Peralatan sirkulasi dipermukaan (flowline, stand pipe, swivel)
- Rangkaian pipa bor dan bit
- Conditioning Area ( Shale shaker, Degasser, Desander, Desilter, Mud gas separator, settling tank, dan reserve pit)

Untuk menghitung daya (horse power) pompa lumpur digunakan persamaan :

$$HP_p = (\Delta P \times Q) / 1714$$

Sedangkan untuk menghitung besarnya horse power input dari prime mover digunakan persamaan

$$HP_{PM} = (HP_p) / \eta$$

Dimana :

$\Delta P$  = kehilangan tekanan sistim sirkulasi, psi

Q = debit pompa, gpm

$\eta$  = faktor efisiensi, % (berkisar 80%-90%)

Kehilangan tekanan yang terjadi pada sistim sirkulasi adalah jumlah kehilangan tekanan di Surface connection, dalam DP, dalam DC, Bit, Annulus DC, dan Annulus D. Tentunya nilai kehilangan tekanan pada bit telah dipertimbangkan untuk daya pada pahat (BHHP) yang optimum, serta pengangkatan cutting yang optimal.

## V. STUDY KASUS

Studi kasus ini menggunakan satu sumur A, dihitung besarnya kapasitas rig yang digunakan sehingga operasi pemboran dapat lebih efisien dan optimum.

Trayek pengeboran yang dilakukan pada sumur 'A' lapangan 'X' adalah sebagai berikut :

- Interval 0 – 20 m : 26" bit size
- Interval 20 – 300 m : 17 ½" bit size
- Interval 300 – 975 m : 12 ¼" bit size
- Interval 975 – 1099 m : 8 ½" bit size

Trayek pengeboran yang digunakan pada sumur evaluasi adalah trayek surface casing, conductor casing, intermediate casing dan production casing. Sedangkan diameter, grade dan berat nominal dari masing – masing casing pada sumur evaluasi adalah sebagai berikut :

- Ukuran 20" Grade K – 55 ; Berat 94 lb/ft; kedalaman 0 – 20 m ; SG lumpur = 1 (air)
- Ukuran 13 3/8" Grade K – 55 ; Berat 54,50 lb/ft; kedalaman 0 – 300 m ; SG lumpur = 1,08 = 9 ppg
- Ukuran 9 5/8" Grade K – 55 ; Berat 40 lb/ft; kedalaman 0 – 21,04 m  
Grade K – 55 ; Berat 43,5 lb/ft; kedalaman 21,04 – 106 m  
Grade N – 80 ; Berat 47 lb/ft; kedalaman 106 – 970 m  
SG lumpur : 1,13 = 9,4 ppg
- Ukuran 7" Grade K – 55 ; Berat 26 lb/ft; kedalaman 920,9 – 1094 m  
SG lumpur : 1,13 = 9,4 ppg

Data – data aliran lumpur yang dipergunakan beserta ukuran pompa adalah:

- $\gamma$  lumpur = 1,15 = 9,6 ppg
- PV = 17 cp
- YP = 12 lb / 100 ft
- Jenis Pompa = 7 P 50 Triplex
- SPM = 2 x 64
- D liner = 6"
- Stroke = 7 3/4"

Data-data drillstring yang dipergunakan pada trayek pengeboran casing 7" antara lain

- Ukuran diameter bit = 8 1/2"
- Ukuran nozzle = 3 x (20/32")
- WOB = 22.050 lbs
- Ukuran drillcollar : 6 1/4" OD ; 2 13/16" ID ; 83 lb/ft
- Ukuran drillpipe : 4 1/2" OD ; 3 18216" ID ; 16,60 lb/ft

Hasil Evaluasi:

Evaluasi fungsi angkat

- Beban total = 212.997,24
- HP drawwork = 340,21
- HP prime mover = 400,24

Evaluasi fungsi putar

- HP drawwork = 253
- HP prime mover = 316

Evaluasi fungsi sirkulasi lumpur

- HP drawwork = 668
- HP prime mover = 786

Evaluasi Fungsi Pencegahan Semburan Liar

- Tekanan max BOP stack = 2.226.25 psi

- Total fluida yang harus dapat ditahan accumulator = 31,25 gallons

Perhitungan lengkapnya dapat dilihat pada lampiran.

Setelah didapat harga kebutuhan lapangan, lalu dibandingkan dengan kapasitas rig yang tersedia, kemudian dapat ditentukan jenis rig yang akan dipakai untuk melakukan pemboran.

## VI. PEMBAHASAN

Pada perhitungan kapasitas rig yang digunakan, didasarkan pada konstruksi sumur yang direncanakan, apakah sumur big hole, medium hole atau sumur slim hole drilling. Perencanaan ini didasarkan pada rencana target reservoir yang akan di tembus dan karakteristik formasinya. Prediksi tekanan formasi merupakan salah satu hal yang penting agar operasi pemboran tidak mengalami hambatan yang berarti. Kapasitas rig yang diperlukan adalah jenis rig dan tinggi menara atau jumlah jointnya, serta kapasitas HP prime movernya. Bertambah besar dan dalam suatu sumur maka akan bertambah besar HP prime mover yang diperlukan, karena akan mempengaruhi tenaga fungsi angkat, putar dan fungsi sirkulasinya. Rencana penentuan kapasitas rig yang diperlukan pada operasi pemboran eksplorasi akan lebih sulit, dengan minimnya data karakteristik formasi yang akan dibor. Data seismic dan data pemboran di lapangan yang telah dieksplorasi pada cekungan pengendapan yang sama dapat digunakan untuk penentuan kapasitas rig yang sesuai.

## VII. KESIMPULAN

Dari uraian pembahasan di atas, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Kedalaman sumur dan konstruksi sumur yang akan dibor sangat berpengaruh dalam pemilihan jenis dan kapasitasnya rig yang akan digunakan.
2. Perhitungan kapasitas rig pada suatu lapangan migas dilakukan untuk merencanakan kapasitas rig dan jenis rig yang optimum yang akan digunakan untuk melakukan operasi pemboran sumur – sumur baru pada lapangan tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdul A. Tarmuzi, "Evaluasi Efisiensi Rig Dan Pengaruhnya Terhadap Biaya Harian Pemboran", Jurnal Teknik Minyak dan Gas Bumi No. 04/1995.
- Adam T. Bourgoyne Jr. "Applied Drilling Engineering". First Printing, Society of Petroleum Engineering, Richardson, Texas.
- Adam, J. Neal, "Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach", Pen Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1985.
- Chilingarian, G. V., and P. Vorabutr., "Drilling and Drilling Fluids", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 1981.
- F.J. Pettijohn., "Sedimentary Rocks", # 2 edition, Oxford and IBH Publishing Co., Indian, 1963.
- Gatlin Carl., "Petroleum Engineering-Drilling and Well Completion", Prentice-Hall, Inc., Engelwood Cliffs, New Jersey, 1960.
- Moore, P.L. "Drilling Practices Manual", The Petroleum Publishing Co., Tulsa, 1974.

Rabia H., "Oilwell Drilling Engineering Principles & Practice", Published by Graham & Trotman Inc., London, UK, 1985

Rudi Rubiandini, R. S., Dr. Ir., "Teknik Pemboran II", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas teknologi Mineral, UPN "Veteran", Yogyakarta, 1993.

**LAMPIRAN**

**LAMPRAN A ;**

**Data – Data Umum Rig**

Rig yang digunakan antara lain NT – 45, OW – 700, N – 80 – UE, dengan susunan peralatan yang dipergunakan pada ketiga rig tersebut dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 1  
Peralatan Rig Yang Digunakan

Nama Rig	NT – 45	OW – 700	N – 80 – UE
Sumur	'A'	'B'	'C'
Menara			
Manufacture	Pyramid	Pyramid	Lee C. Moore
Tinggi	100'	136'	142'
Tipe	Cantilever	Cantilever	Cantilever
Mast Capacity	450.000 lb (10)	600.000 lb (10)	750.000 lb (12)
Wind Load Cap. With Setback	54 mph	80 mph	100 mph
Rack Platform Cap.	7.620' (4 ½'DP)	15.660' (4 ½'DP) 720' (6 ½' DC)	16.200' (5' DP)
Drawwork			
Manufacture	National	Oilwell	National
Drill. Depth Range	4500 – 7500'	5000 – 9000'	8000 – 12000'
Hp Rating	550 Hp	700 Hp	1000 Hp
Diameter Drum	18"	22"	25"
Ukuran Kanbel	1 1/8"	1 1/8"	1 ¼"
Engine			
Manufacture	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
Brake Hp/RPM	360/1800	550/2500	825/1325
Quantity	6	5	3
Slush Pump			
Manufacture	National	Oilwell	National
Model	7 P 50/Triplex 7 P 50/Triplex	A 600 PT/Triplex F-500/Triplex	8 P 80/Triplex 8 P 80/Triplex
Liner & Stroke	6 ¼" & 7 ¾"	6 ¼" & 8" 6" & 7 ½"	6 ¼" & 8 ½"
Rate Input	500 Hp/165 SPM	600 Hp	800 Hp/160 SPM
Traveling Block			
Manufacture	Web Wilson & Mc Kissick	Pyramid	Pyramid
Capacity	250 ton	250 ton	350 ton



Pada evaluasi ini diambil factor keamanan sebesar 1,25. Harga ini diambil setelah dihitung besarnya kemampuan peralatan rig terkecil dibandingkan dengan kebutuhan pada lapangan yang sebesar 1,4. Pada penentuan besarnya factor keamanan ini diperhitungkan kemampuan dari peralatan pada kondisi saat ini. Kondisi dari peralatan dapat diketahui dari data inspeksi peralatan.

Contoh untuk perhitungan adalah peralatan utama yang terdapat pada rig NT – 45 yang dioperasikan sejak tahun 1978. Peralatan utama dari rig NT – 45 ini telah menjalani check ulang pada tahun 1993 dapat dilihat pada table 2

Tabel 2  
Kondisi Peralatan Saat Inspeksi

Rig NT – 45	
Peralatan Hoisting	Dalam %
Drawwork	75
Prime mover	81
Mast (Menara)	70
Traveling Block	75
Substructure	75

Dari kondisi perlatan tersebut kita dapat menghitung penurunan kemampuan peralatan tersebut setiap tahun, yaitu:

$$\frac{\text{kondisiawal} - \text{kondisiakhir}}{\text{tahunakhir} - \text{tahunawal}}$$

Pada perlatan hoisting ini saya dapat mengambil contoh perhitungan untuk drawwork yang mengalami penurunan setiap tahun sebesar:

$$\frac{100\% - 75\%}{1993 - 1978} = \frac{25\%}{15} = 1,67\%$$

Dari sini bias dihitung kemampuannya pada tahun 1996 (karena operasi pemboran dilakukan pada tahun 1996) yaitu sebesar:

$$100\% - (18 \text{ tahun} \times 1,67\%/\text{tahun}) = 70 \%$$

Sedangkan besarnya factor keamanan maksimum dari peralatan adalah:

$$\frac{\text{kapasitas.peralatan.saat.ini}}{\text{kebutuhan.daya.pada.lapangan}} = \frac{385}{272,15} = 1,41$$

Untuk perhitungan peralatan lainnya dapat dilihat pada table dibawah:

Tabel 3  
Kemampuan Peralatan Pada Rig NT – 45

Peralatan	Kondisi saat inspeksi (1993) dalam %	Penurunan Per Tahun (%)	Kemampuan 1996 (%)	Kapasitas saat ini	Kebutuhan Lapangan	Safety Factor
Fungsi Angkat						
Drawwork	75	1,67	70,0	385	272,15	1,41
Prime mover	81	1,27	77,2	555,84	320,19	1,74
Mast (Menara)	70	2,00	64,0	288.000,00	170,383,60	1,69
Fungsi Sirkulasi						
Pompa Lumpur	80	1,33	76,0	760,00	534,74	1,42
Prime mover	70	2,00	64,0	921,60	629,10	1,46
Fungsi Putar						
Drawwork	75	1,67	70,0	385,00	202,50	1,90
Prime mover	81	1,27	77,2	555,84	252,80	2,20
Fungsi BOP						
BOP Stack	70	2,00	64,0	3.200,00	1.781,00	1,80
Accumulator	80	1,33	76,0	121,60	25	4,86

Tabel 4  
Kemampuan Peralatan Pada Rig OW – 700

Peralatan	Kondisi saat inspeksi (1993) dalam %	Penurunan Per Tahun (%)	Kemampuan 1996 (%)	Kapasitas saat ini	Kebutuhan Lapangan	Safety Factor
Fungsi Angkat						
Drawwork	70	3,00	61,0	427,00	272,15	1,57
Prime mover	80	2,00	74,0	814,00	320,19	2,54
Mast (Menara)	75	2,50	67,5	405.000,00	170,383,60	2,38
Fungsi Sirkulasi						
Pompa Lumpur	75	2,50	67,5	810,00	534,74	1,51
Prime mover	75	2,50	67,5	742,50	629,10	1,18
Fungsi Putar						
Drawwork	70	3,00	61,0	427,00	202,50	2,11
Prime mover	80	2,00	74,0	814,00	252,80	3,22
Fungsi BOP						
BOP Stack	70	3,00	61,0	3.050,00	1.781,00	1,71
Accumulator	75	2,50	67,5	148,50	93,34	1,59

Tabel 5

Kemampuan Peralatan Pada Rig N – 80 – UE

Peralatan	Penurunan Per Tahun (%)	Kemampuan 1996 (%)	Kapasitas saat ini	Kebutuhan Lapangan	Safety Factor
<b>Fungsi Angkat</b>					
Drawwork	2,00	96,0	960,00	272,15	3,53
Prime mover	1,60	96,8	2.395,80	320,19	2,52
Mast (Menara)	2,00	96,0	720.000,00	170,383,60	4,23
<b>Fungsi Sirkulasi</b>					
Pompa Lumpur	1,40	97,2	1.555,20	534,74	2,91
Prime mover	2,00	96,0	2.376,00	629,10	2,67
<b>Fungsi Putar</b>					
Drawwork	2,00	96,0	960,00	202,50	4,74
Prime mover	1,60	96,8	2.395,80	252,80	2,72
<b>Fungsi BOP</b>					
BOP Stack	2,00	96,0	9.600,00	1.781,00	5,39
Accumulator	1,50	97	213,40	30,02	7,11

LAMPIRAN B;

Data – Data Umum Dari Sumur Lapangan 'X'

Trayek pengeboran yang dilakukan pada sumur 'A' lapangan 'X' adalah sebagai berikut :

- Interval 0 – 20 m : 26" bit size
- Interval 20 – 300 m : 17 ½" bit size
- Interval 300 – 975 m : 12 ¼" bit size
- Interval 975 – 1099 m : 8 ½" bit size

Trayek pengeboran yang digunakan pada sumur evaluasi adalah trayek surface casing, conductor casing, intermediate casing dan production casing. Sedangkan diameter, grade dan berat nominal dari masing – masing casing pada sumur evaluasi adalah sebagai berikut :

- Ukuran 20"
  - Grade K – 55 ; Berat 94 lb/ft; kedalaman 0 – 20 m ; SG lumpur = 1 (air)
- Ukuran 13 3/8"
  - Grade K – 55 ; Berat 54,50 lb/ft; kedalaman 0 – 300 m ; SG lumpur = 1,08 = 9 ppg
- Ukuran 9 5/8"
  - Grade K – 55 ; Berat 40 lb/ft; kedalaman 0 – 21,04 m
  - Grade K – 55 ; Berat 43,5 lb/ft; kedalaman 21,04 – 106 m
  - Grade N – 80 ; Berat 47 lb/ft; kedalaman 106 – 970 m
  - SG lumpur : 1,13 = 9,4 ppg
- Ukuran 7"
  - Grade K – 55 ; Berat 26 lb/ft; kedalaman 920,9 – 1094 m

SG lumpur : 1,13 = 9,4 ppg

Data – data aliran lumpur yang dipergunakan beserta ukuran pompa adalah:

- $\gamma$  lumpur = 1,15 = 9,6 ppg
- PV = 17 cp
- YP = 12 lb / 100 ft
- Jenis Pompa = 7 P 50 Triplex
- SPM = 2 x 64
- D liner = 6"
- Stroke = 7 ¼"

Data-data drillstring yang dipergunakan pada trayek pengeboran casing 7" antara lain

- Ukuran diameter bit 8 1/2"
- Ukuran nozzle 3 x (20/32")
- WOB = 22.050 lbs
- Ukuran drillcollar : 6 1/4" OD ; 2 13/16" ID ; 83 lb/ft
- Ukuran drillpipe : 4 1/2" OD ; 318216" ID ; 16,60 lb/ft

Tabel 1.

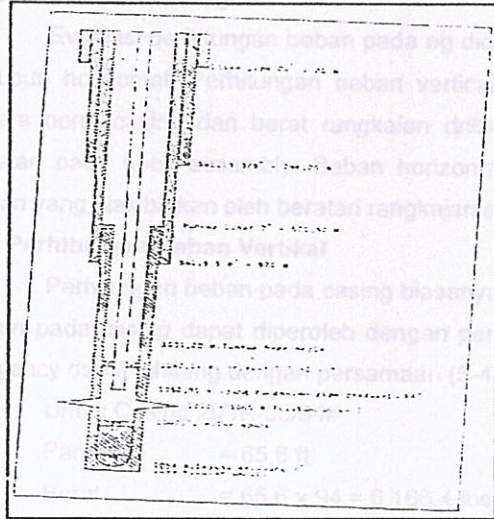
Data – Data Sumur

	B'	C'	A'
Kedalaman Total	3.527,075 ft	3.563,17 ft	3.605,82 ft
Data Casing			
- Ukuran 20'			
Grade	H-40	E	K-55
Berat (lb/ft)	94	133	94
Kedalaman (m)	0-203	0-20	0-20
Specific Gravity	1,10 = 9,2 ppg	1,08 = 9 ppg	1,08 = 9 ppg
- Ukuran 13 3/8'			
Grade	K-55	K-55	K-55
Berat (lb/ft)	54,50	54,50	54,50
Kedalaman (m)	0-900,97	0-300	0-298,29
Specific Gravity	1,15 = 9,6 ppg	1,15 9,6 ppg	1,08 = 9 ppg
- Ukuran 9 5/8'			
Grade		N-80	K-55
Berat (lb/ft)		47	40
Kedalaman (m)		0-836,36	0-21,04
Specific Gravity		1,13 = 9,4 ppg	1,13 = 9,4 ppg
Grade		N-80	K-55
Berat (lb/ft)		43,5	43,5
Kedalaman (m)		836,36 - 906,32	21,04-106
Specific Gravity		1,13 = 9,4 ppg	1,13 = 9,4 ppg
Grade	K-55	N-80	N-80
Berat (lb/ft)	40	47	47
Kedalaman (m)	0-1070	906,32 - 944,45	106-970
Specific Gravity	1,15 = 9,6 ppg	1,13 = 9,4 ppg	1,13 = 9,4 ppg
- Ukuran 7'			
Grade		K-55	K-55
Berat (lb/ft)		23	26
Kedalaman (m)		950-1086	975-1099
Specific Gravity		1,13 = 9,4 ppg	1,14 = 9,5 ppg

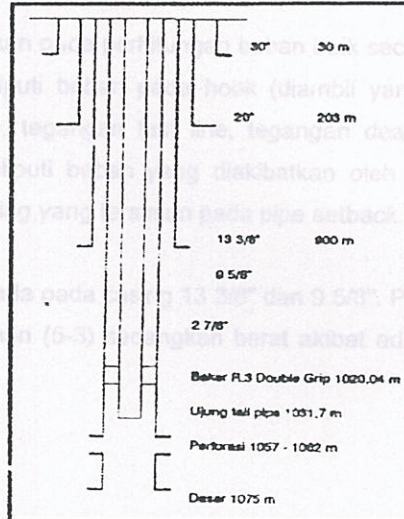
LAMPIRAN C

Evaluasi Kapasitas Rig Untuk Pemboran Sumur - Sumur Lapangan 'X'

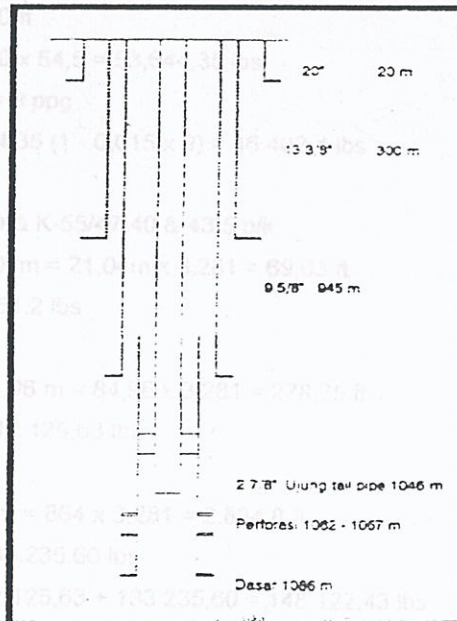
1. Evaluasi Sistem Anah



Gambar 1  
Konstruksi Sumur 'A'



Gambar 2  
Konstruksi Sumur 'B'



Gambar 2.3.  
Konstruksi Sumur 'C'

LAMPIRAN C ;

**Evaluasi Kapasitas Rig Untuk Pemboran Sumur – Sumur Lapangan ‘X’**

**1. Evaluasi Sistem Angkat**

Evaluasi perhitungan beban pada rig didasarkan pada perhitungan beban baik secara vertical maupun horizontal. Perhitungan beban vertical meliputi beban pada hook (diambil yang terbesar antara berat casing dan berat rangkaian drillstring), tegangan fast line, tegangan dead line dan berat pada hook assembly. Beban horizontal meliputi beban yang diakibatkan oleh angin dan beban yang diakibatkan oleh berat rangkaian drillstring yang tersusun pada pipe setback.

**1.1. Perhitungan Beban Vertikal**

Perhitungan beban pada casing biasanya berada pada casing 13 3/8" dan 9 5/8". Perhitungan beban pada casing dapat diperoleh dengan persamaan (5-3) sedangkan berat akibat adanya gaya buoyancy dapat dihitung dengan persamaan (5-4)

1. Untuk Casing 20"/K-55/94#
  - Panjang = 65,6 ft
  - Berat =  $65,6 \times 94 = 6.166,4$  lbs
  - $\gamma = 8,33$
  - Berat Bouyant =  $6.166,4 \times (1 - 0,015 \times 0,833) = 5.395,91$  lbs
2. Untuk casing 13 3/8"/K-55/54,50#/BTC/R-2
  - Panjang = 984,30 ft
  - Berat =  $984,30 \times 54,5 = 53.644,35$  lbs
  - $\gamma = 1,08 = 9$  ppg
  - Berat buoyant =  $53.644,35 (1 - 0,015 \times 9) = 46.402,4$  lbs

Untuk casing 9 5/8"/N-80 & K-55/47;40 & 43,5 p/k  
 Panjang K-55/40# =  $21,04\text{m} = 21,04\text{m} \times 3,281 = 69,03$  ft  
 Berat =  $69,03 \times 40 = 2.761,2$  lbs

Panjang K-55/43,5# =  $84,96 \text{ m} = 84,96 \times 3,281 = 278,75$  ft  
 Berat =  $278,75 \times 43,5 = 12.125,63$  lbs

Panjang N-80/47# =  $864 \text{ m} = 864 \times 3,281 = 2.834,8$  ft  
 Berat =  $2.834,8 \times 47 = 133.235,60$  lbs  
 Berat total =  $2.761,2 + 12.125,63 + 133.235,60 = 148.122,43$  lbs

$\gamma = 1,13 = 9,4$  ppg  
 Berat buoyant =  $148.122,43 (1 - 0,015 \times 9,4)$   
 =  $148.122,43 (1 - 0,141)$   
 =  $148.122,43 \times 0,859 = 127.237,16$  lbs

Sedangkan perhitungan beban pada rangkaian drillstring pada trayek 7" dapat diketahui dengan persamaan (5-5)

Untuk rangkaian drillcollar.

WOB = 22.050 lbs

WOB = 80% WDC

$$WDC = \frac{22.050}{0,8} = 27.562,5 \text{ lbs}$$

Kedalaman Maksimum = 1.100 m = 3.609,1 ft

DC : 6 1/4" OD; 2 13/16" ID ; 83 lb/ft

$$\text{Panjang drillcollar} = \frac{27.562,5}{83} = 332 \text{ ft}$$

Untuk rangkaian drillpipe.

Panjang drillpipe = 3.609,1 - 332 = 3.277,1 ft

DP : 4 1/2" OD ; 3,826" ID ; 16,60 lb/ft

Berat Drillpipe = 3.277,1 x 16,60 = 54.398,56 lbs

Berat total rangkaian drillstring = 54.398,56 + 27.562,5

= 81.961,06 lbs

Berat rangkaian akibat gaga bouyant diperhitungkan dengan persamaan (5.4):

Berat total rangkaian x ( 1 - 0,015 x

y lumpur) =

81.961,06 x (1 - 0,015 x 9,6)

=

81.961,06 x (1 - 0,144)

= 81.961,06 x 0,856

= 70.158,67 lbs

Untuk perhitungan berat rangkaian drillstring pada trayek 9 5/8" dan 13 3/8" dapat dilihat pada

Tabel 3.1

Tabel 1.

Hasil Perhitungan Berat Rangkaian Drillstring

Berat Rangkaian Drillstring			
Trayek	13 3/8"	9 5/8"	7"
WOB	11,025.00	11,025.00	22,050.00
WDC	13,781.25	13,781.25	27,562.50
Kedalaman Max	984.30	3,199.00	3,609.10
Nom. Drillcollar	83.00	83.00	83.00
Nom Drillpipe	16.60	16.60	16.60
Panjang DC	166.04	166.04	332.08
Panjang DP	818.26	3,032.96	3,277.02
Berat Drillpipe	13,583.13	50,347.15	54,398.56
Berat Drillcollar	13,781.25	13,781.25	27,562.50
Berat Total Rangkaian	27,364.38	64,128.40	81,961.06
Densitas	9.00	9.40	9.60
Berat Bouyant	23,670.19	55,086.30	70,158.67

Dari berat-an diatas antara berat rangkaian drillstring dan berat rangkaian casing, dipilih yang terbesar dan ditentukan sebagai beban pada hook (hook load). Beban travelling block dapat diestimasi dengan kapasitasnya pada Tabel 3.1. sebagai berikut

Tabel 2.  
Estimasi Berat Block Group.<sup>1)</sup>

Traveling Block Capacity, tons	Assembly Weight, lbs
100	6.000
150	9.000
250	12.000
350	19.000
500	28.000
650	35.000
750	48.000

Kapasitas travelling block pada rig NT-45-III adalah 250 ton, maka beratnya adalah 12.000 lbs.

### 1.2. Perhitungan Beban Horizontal

Perhitungan beban horizontal terbagi menjadi 2 (dua) bagian, yaitu : beban akibat pengaruh angin dan beban akibat bersandarnya pipa pada menara.

Untuk menghitung besarnya beban akibat pengaruh angin maka perlu dihitung besarnya unit wind load.

Dari data lapangan diperoleh kecepatan angin M sebesar 12,40 mph, sehingga besarnya unit wind load dapat dihitung dengan persamaan (5-6)

$$p = 0,004 V^2$$

$$= 0,004 (12,40) = 0,62 \text{ lb/ft}^2$$

dimana, p = besarnya unit wind load, lb/ft<sup>2</sup>

Besarnya beban angin pada pipa ( $W_2$ ) dengan lugs wind load area ( $W_A$ ) sebesar 353 ft<sup>2</sup> dan unit wind load (p) sebesar 0,62 lb/ft<sup>2</sup>, dapat diperoleh dengan persamaan (5-7), yaitu :

$$W_2 = p \times \text{wind load area}$$

$$= 0,62 \times 353 = 217,11 \text{ lbs}$$

Beban horizontal yang diakibatkan karena adanya drillstring yang bersandar pada pipe setback ( $W_1$ ) dapat dihitung dengan persamaan (5-8). Untuk panjang drillstring ( $L_{ds}$ ) sepanjang 7.620 ft dan berat nominal ( $W_{ds}$ ) sebesar 16,6 lb/ft diperoleh  $W_1$  :

$$W_1 = L_{ds} \times W_{ds} \times \sin 2,5^\circ$$

$$= 7.620 \times 16,6 \times \sin 2,5^\circ = 5.517,5 \text{ lbs}$$

Dari table spesifikasi rig menurut API diperoleh data sebagai berikut :

- Ukuran Setback (a) = 67'-6"
- Tinggi Fingerboard (b) = 59 ft



Dari beban akibat pipa yang bersandar ( $W_1$ ) sebesar 5.517,5 lbs serta beban akibat pengaruh angin ( $W_2$ ) sebesar 217,11 lbs, dan ukuran setback(a) sebesar 67,5 ft, serta tinggi fingerboard (b) sebesar 59 ft, maka dengan persamaan (5-9) dapat diperoleh :

$$\begin{aligned} \text{Beban Kombinasi Total} &= W_1 + W_2 \left( \frac{0,5a}{b} \right) \\ &= 5.517,5 + 217,11 \left( \frac{0,5 \times 67,5}{59} \right) \\ &= 3.280,39 \text{ lbs} \end{aligned}$$

### 1.3. Tegangan Pada Kabel Pemboran

Pada Perhitungan tegangan pada fast line ( $T_F$ ) kita harus mengetahui terlebih dahulu beban pada hook. Beban pada hook adalah beban vertikal yang terbesar antara berat rangkaian casing atau berat rangkaian drillstring. Pada perhitungan sebelumnya diperoleh beban pada hook ( $W$ ) sebesar 127.237,16 lbs, dengan banyaknya line ( $n$ ) 10, serta efisiensi pada block ( $E_B$ ) sebesar 0,98.

Perhitungan tegangan pada Fast Line dengan persamaan (5-10) :

$$T_F = \frac{W}{n(E_B)^n} = \frac{127.237,16}{10 \times (0,98)^{10}} = 15.572,32 \text{ lbs}$$

Sedangkan perhitungan Tegangan Dead Line (TD) pada kondisi statis sama besarnya dengan Tegangan pada Fast Line.

$$TD = 15.572,32 \text{ lbs}$$

### 1.4. Perhitungan Beban Total Pada Menara

Dari perhitungan di atas maka kita dapat menghitung besarnya beban total pada menara dengan persamaan (5-11), yaitu

$$\begin{aligned} &\text{Beban casing} + \text{Berat traveling block} + \text{Teg. Fast Line} + \text{Teg. Dead Line} \\ &= 127.237,16 + 12.000 + 15.572,32 + 15.572,32 \\ &= 170.381,79 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Dari besarnya beban total pada menara kemudian dikalikan dengan besarnya faktor keamanan, dalam hal ini besarnya adalah 1,25 sehingga diperoleh besarnya beban total menara : 170.381,79 lbs x 1,25 = 212.977,23 lbs.

### 1.5. Perhitungan Horse Power Pada Sistem Angkat

Besarnya horse power drawwork yang dibutuhkan untuk mengangkat beban dihitung dengan persamaan (5-12) :

- Hook load (beban pada rangkaian casing) = 127.237,16 lbs.
- Kecepatan pengangkatan 1 stand = 60 ft/min.
- $\eta = 0,85$

$$\begin{aligned}
 H_p &= \frac{W \times V_h}{33.000} \times \frac{1}{\eta} \\
 &= \frac{127.237,16 \times 60}{33.000} \times \frac{1}{0,85} = 272,17 \text{ Hp}
 \end{aligned}$$

Besarnya Hp yang dibutuhkan pada drawwork dengan faktor keamanan sebesar 1,25 adalah :  
 $H_pD = 272,17 \text{ Hp} \times 1,25 = 340,21 \text{ Hp}$ .

Sedangkan besarnya horsepower input yang dibutuhkan dari prime mover dinitung dengan persamaan (5-13)

- Hp pada drawwork = 340,21 Hp
- $\eta = 0,85$

$$H_p = \frac{H_p \text{ pada Drawwork}}{\eta} = \frac{340,21}{0,85} = 400,24 \text{ Hp}$$

## 2. Evaluasi Pada Sistem Putar

Dari data-data perencanaan pemboran diperoleh data sebagai berikut :

- Besarnya RPM pada sumur 'A' = 135
- Besarnya RPM pada sumur 'B' = 140
- Besarnya RPM pada sumur 'C' = 100

### 2.1. Penentuan RPM Kritis

Dari data perencanaan pemboran diperoleh data peralatan yang dipergunakan, yaitu : panjang 1 pipa (L) sebesar 30 ft, Outside diameter pipa (D) sebesar 4 1/2", dan Inside diameter pipa (d) sebesar 3.826".

Penentuan besarnya RPM kritis pada sumur 'A' dapat dihitung dengan persamaan (5-14) :

$$\begin{aligned}
 RPM_{kritis} &= \frac{4.760.000}{L^2} (D^2 + d^2)^{1/2} \\
 &= \frac{4.760.000}{360^2} (4,5^2 + 3,826^2)^{1/2} = 165,28
 \end{aligned}$$

Perhitungan torsi pada rangkaian yang dipergunakan dapat dihitung dengan persamaan (5-15) :

$$T = \frac{0,096167 \times I}{OD} \left[ Ym^2 - \frac{P^2}{A^2} \right]^{0,5}$$

Data-data drillstring :

- Drillpipe 4 1/2" OD; 3,286" ID; 16,60#, grade E seamless
- Beban total rangkaian : 70.158,67 lbs

Besarnya tensile strength dapat kita peroleh dari Tabel 3.3., diperoleh tensile strength sebesar : 260.100 lbs.

2.2. Perhitungan Horse Power Pada Sistem Putar

Untuk besarnya daya pada drawwork yang dibutuhkan untuk memutar rotary table, sebuah persamaan empiris telah dikembangkan untuk memprediksikan besarnya Hp yang diperlukan oleh drawwork

$$Hp = F \cdot N$$

Tabel 3. Tabel Torsional dan Tensile (Used API Premium)<sup>8)</sup>

1	2	3	Torsional yield strength based on uniform wear (ft-lb) <sup>†</sup>				Tensile data based on uniform wear load at minimum yield strength (lb)			
			E	X95	G105	S135	E	X95	G105	S135
2½	4.85	3730	4720	5220	6710	76 880	97 300	107 640	138 380	
	6.85	4810	6090	6730	8660	107 620	136 330	150 680	193 730	
2½	6.85	6330	8020	8860	11 400	106 950	135 470	149 730	192 510	
	7.70	8250	11 230	12 420	15 940	165 500	210 500	233 100	292 700	
3½	9.50	11 090	14 050	15 530	19 970	150 000	193 800	214 200	275 400	
	13.30	14 360	18 190	20 100	25 850	212 250	263 850	287 150	362 060	
4	15.50	18 140	23 450	22 600	29 080	250 500	317 300	350 700	450 900	
	11.85	15 310	19 390	21 430	27 560	182 020	230 560	254 840	327 640	
4	14.00	18 200	23 050	25 470	32 750	224 180	283 960	313 850	403 520	
	15.70	20 070	25 420	28 090	36 120	253 880	321 580	355 430	456 980	
4½	13.75	20 400	25 840	28 560	36 730	213 220	270 080	298 510	383 800	
	16.60	24 130	30 570	33 790	43 450	260 100	329 460	364 140	468 180	
5	20.00	28 680	36 330	40 150	51 830	322 850	409 070	452 130	581 310	
	22.82	31 990	40 010	44 220	56 860	367 870	465 590	514 590	661 820	
5	18.25	27 610	34 970	38 650	49 050	259 120	328 220	362 780	466 420	
	19.50	32 290	40 890	45 200	56 110	311 540	394 600	436 150	560 720	
5½	25.60	40 540	51 380	56 780	72 980	414 690	525 270	580 570	746 440	
	21.90	39 860	50 490	55 610	71 750	344 780	436 720	482 690	620 600	
	24.70	44 320	56 140	62 050	79 780	391 280	495 630	547 800	704 310	

<sup>8)</sup> Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.  
<sup>†</sup> Torsional data based on 20% uniform wear on outside diameter and tensile data based on 20% uniform wear on outside diameter.

Pertama-tama kita hitung luas permukaan pipa

$$A = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (4,5^2 - 3,826^2) = 4,4 \text{ in}^2$$

Setelah diketahui luas permukaan pipa dicari besarnya minimum yield strength :

$$Y_m = \frac{\text{tensile strength}}{A} = \frac{260.100}{4,4} = 59,114 \text{ psi}$$

Dari sini kemudian kita menghitung momen polar inersia dengan persamaan

(5-16) :

$$I = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{32} (4,5^4 - 3,826^4) = 19,22 \text{ in}^4$$

Dari sini kemudian kita dapat menghitung besarnya torsi yaitu dengan persamaan (5-15) :

$$T = \frac{0,096167 \times I}{OD} \left[ Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2} \right]^{0,5}$$

$$= \frac{0,096167 \times 19,22}{4,5} \left[ (59,114)^2 - \frac{(70,158,67)^2}{(4,4)^2} \right]^{0,5}$$

$$= 23.381 \text{ lb-ft}$$

## 2.2. Perhitungan Horse Power Pada Sistem Putar

Untuk besarnya daya pada drawwork yang dibutuhkan untuk memutar rotary table, sebuah persamaan empiris telah dikembangkan untuk memperkirakan besarnya Hp yang diperlukan oleh drawwork

$$Hp_r = F N$$

dimana : F = Faktor tak berdimensi untuk torsi dengan nilai

- 1,5 lubang dangkal kurang dari 10.000 ft dengan drillstring yang ringan
- 1,75 untuk 10.000-15.000 ft sumur dengan kondisi menengah
- 2,0 untuk lubang dalam dengan drillstring yang berat

N = besarnya putaran, rpm

Besarnya RPM pada sumur 'A' = 135

Besarnya RPM pada sumur 'B' = 140

Besarnya RPM pada sumur 'C' = 100

Dengan menggunakan persamaan (5-19) dihitung besarnya horse power pada drawwork, yaitu:

$$Hp_r \text{ untuk sumur 'A'} = 135 \times 1,5 = 202,5 \text{ Hp}$$

$$Hp_r \text{ untuk sumur 'B'} = 140 \times 1,5 = 210 \text{ Hp}$$

$$Hp_r \text{ untuk sumur 'C'} = 100 \times 1,5 = 100 \text{ Hp}$$

Besarnya daya yang diperlukan oleh drawwork untuk memutar rotary table pada sumur 'A' adalah 202,5 Hp. Sedangkan bila diperhitungkan dengan faktor keamanan sebesar 1,25 diperoleh :  $202,5 \text{ Hp} \times 1,25 = 253 \text{ Hp}$ .

Besarnya Torsi diperoleh = 23.382 lb-ft

Besarnya putaran permenit = N = 135

Untuk besarnya Hp dengan memperhitungkan faktor torsi dapat diperoleh dengan persamaan (5-20) :

$$Hp = \frac{T \times N}{5250} = \frac{23.381 \times 135}{5250} = 601 \text{ Hp}$$

## 3. Evaluasi Pada Sistem Sirkulasi Lumpur

Perhitungan pressure loss pada rangkaian pipa sepanjang aliran lumpur diperlukan agar kita dapat memperkirakan besarnya horsepower input pompa yang diperlukan dalam suatu operasi pemboran. Perhitungan pressure loss dilakukan pada surface connection, drillpipe, drillcollar, pada nozzle bit, annulus drillcollar, dan annulus drillpipe. Sebagai contoh perhitungan diambil data rencana pemboran sumur 'A' pada trayek casing 7". Contoh perhitungannya adalah sebagai berikut :

Kedalaman Max = 1100 m =  $1100 \times 3,281 = 3.609,10 \text{ ft}$

Diameter lubang bor = 8 1/2"

DC = 6 1/4" OD; 2 13/16" ID; 83#; 101 m = 332 ft

DP = 4 1/2" OD; 3,826" ID; 16,60#; 3.277,10 ft

$\gamma$  lumpur = 1,15 = 9,6 ppg

$\mu_p$  = 17 cp

$\tau_y$  = 12 lb/100 ft

D liner = 6"; Stroke = 7 3/4"; triplex

### 3.1. Menghitung Kecepatan Pengangkatan Cutting

Menghitung kecepatan cutting dapat diperoleh dengan persamaan (5-21). Dengan data-data sebagai berikut dapat dihitung besarnya Vs dan besarnya Q (laju aliran).

- Diameter lubang = 8,5"
- OD Drillstring = 4,5"
- Densitas cutting = 19,58 ppg
- Diameter cutting terbesar = 0,625 in

$$V_s = 86,5 \times \sqrt{dc \left( \frac{\rho_c}{\rho_m} - 1 \right)} = 86,5 \times \sqrt{0,825 \left( \frac{19,58}{9,6} - 1 \right)}$$

$$= 69,72 \text{ ft/menit} = 1,16 \text{ ft/sec}$$

Sedangkan Q dapat diperoleh dengan persamaan (5-22) :

$$Q = V \times 2,448 (D_h^2 - OD_{dp}^2)$$

$$= 1,16 \times 2,448 (8,5^2 - 4,5^2) = 147,93 \text{ gpm}$$

### 3.2. Perhitungan Kecepatan Kritis

Perhitungan kecepatan kritik dapat dihitung pada drillpipe, drillcollar, annulus drillpipe, dan annulus drillcollar. Dengan data sebagai berikut :

DC = 6 1/4" OD; 2 13/16" ID; 83#; 101 m = 332 ft

DP = 4 1/2" OD; 3,826" ID; 16,60#; 3.277,10 ft

$\mu$  = 17 cp

$\tau_y$  = 12 lb/100 ft

$\rho$  = 9,6 ppg

- Di dalam Drillpipe dengan persamaan (5-23) :

$$V_c = \frac{1,078(\mu_p) + 1,078\sqrt{(\mu_p)^2 + 9,256(d)^2} \times \tau_y \times \rho}{\rho(d)}$$

$$= \frac{1,078(17) + 1,078\sqrt{(17)^2 + 9,256(3,826)^2} \times 12 \times 9,6}{9,6(3,826)}$$

$$= 4,06 \text{ ft/sec}$$

- Di dalam Drillcollar dengan persamaan (5-23) :

$$V_c = \frac{1,078(\mu p) + 1,078\sqrt{(\mu p)^2 + 9,256(d)^2 \times \gamma \times \rho}}{\rho(d)}$$

$$= \frac{1,078(17) + 1,078\sqrt{(17)^2 + 9,256(1,625)^2 \times 12 \times 9,6}}{9,6(1,625)}$$

$$= 4,27 \text{ ft/sec}$$

- Di dalam annulus drillcollar dengan persamaan (5-24) :

$$V_c = \frac{1,078(\mu p) + 1,078\sqrt{(\mu p)^2 + 9,256(d_o - d_i)^2 \times \gamma \times \rho}}{\rho(d_o - d_i)}$$

$$= \frac{1,078(17) + 1,078\sqrt{(17)^2 + 9,256(8,5 - 6,25)^2 \times 12 \times 9,6}}{9,6(8,5 - 6,25)}$$

$$= 4,47 \text{ ft/sec}$$

- Di dalam annulus drillpipe dengan persamaan (5-24) :

$$V_c = \frac{1,078(\mu p) + 1,078\sqrt{(\mu p)^2 + 9,256(d_o - d_i)^2 \times \gamma \times \rho}}{\rho(d_o - d_i)}$$

$$= \frac{1,078(17) + 1,078\sqrt{(17)^2 + 9,256(8,5 - 4,5)^2 \times 12 \times 9,6}}{9,6(8,5 - 4,5)}$$

$$= 4,04 \text{ ft/sec}$$

### 3.3. Menentukan Kecepatan Sebenarnya Dari Aliran Dan Tipe Dari Aliran

Menentukan kecepatan sebenarnya dengan persamaan (5-25) dan tipe dari aliran:

$$V_{\text{pipa}} = \frac{q}{2,448(d)^2}$$

Kecepatan hasil perhitungan dibandingkan dengan kecepatan kritisnya.

Bila  $V$  sebenarnya  $> V$  kritis, maka aliran turbulen.

Bila  $V$  sebenarnya  $< V$  kritis, maka aliran laminar.

Dari data perencanaan diperoleh :

Q (debit lumpur)	= 147,3 gpm
V kritis pipa	= 4,06 ft/sec
V kritis collar	= 4,27 ft/sec
V kritis annulus DP	= 4,04 ft/sec
V kritis annulus DC	= 4,47 ft/sec

- $V_{\text{pipa}} = \frac{147,93}{2,448(3,826)^2} = 4,13 \text{ ft/sec}$

V kritis pipe = 4,06 ft/sec, maka aliran turbulen

- $V_{\text{collar}} = \frac{147,93}{2,448(2,8125)^2} = 7,64 \text{ ft/sec}$   
 $V_{\text{kritis collar}} = 4,27 \text{ ft/sec}$ , maka aliran turbulen
- $V_{\text{an.dp}} = \frac{147,93}{2,448[(8,5)^2 - (4,5)^2]} = \frac{147,93}{127,3} = 1,16 \text{ ft/sec}$   
 $V_{\text{kritis annulus DP}} = 4,04 \text{ ft/sec}$ , maka aliran lamiar
- $V_{\text{an.dc}} = \frac{147,93}{2,448[(8,5)^2 - (6,25)^2]} = \frac{147,93}{81,24} = 1,82 \text{ ft/sec}$   
 $V_{\text{kritis annulus DC}} = 4,47 \text{ ft/sec}$ , maka aliran lamiar

### 3.4. Menghitung Frictional Pressure Loss Untuk Aliran Yang Turbulen

Untuk menghitung besarnya frictional pressure loss untuk aliran turbulen dapat dihitung dengan persamaan (5-26) dan (5-27). Dari harga NRe dapat dicari harga f pada grafik Fanning<sup>3)</sup>.

- Untuk didalam Drillpipe

$$N_{Re} = \frac{2970 \times \rho \times v \times d}{\mu p}$$

$$= \frac{2970 \times 9,6 \times 4,13 \times 3,826}{17} = 26.489,37$$

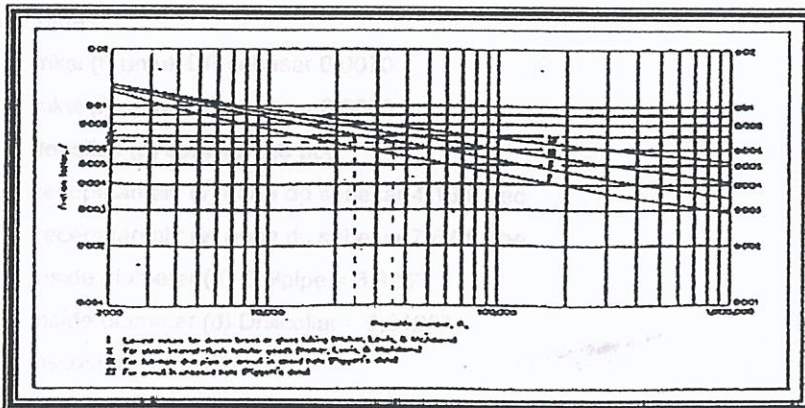
- Untuk didalam Drillcollar

$$N_{Re} = \frac{2970 \times \rho \times v \times d}{\mu p}$$

$$= \frac{2970 \times 9,6 \times 4,13 \times 2,8125}{17} = 36.034,96$$

Dari grafik Fanning<sup>3)</sup> dapat diperoleh besarnya fanning friction factor, yaitu:  $f$  untuk DP = 0,007

$f$  untuk DC = 0,0065



Gambar 1.

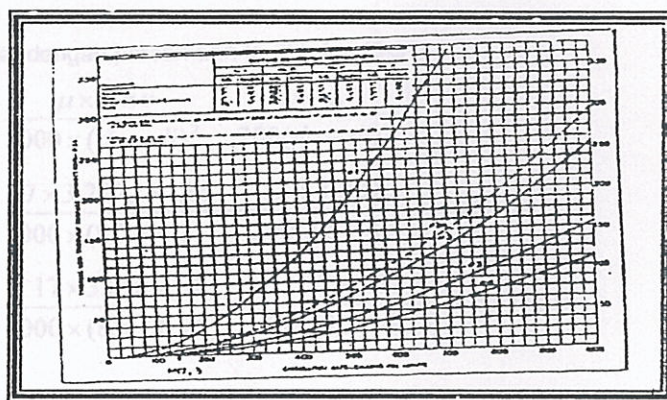
Penentuan fanning friction factor<sup>6)</sup>

**3.5. Menentukan Besarnya Pressure Loss Pada Sistem Sirkulasi**

Pressure loss pada sistim sirkulasi terbagi menjadi 2 (dua) bagian yaitu : pressure loss parasitik dan pressure loss pada bit nozzle. Pressure loss parasitik meliputi pressure loss , surface connection, pressure loss pada drillpipe, pressure loss pada drillcollar, pressure loss pada annulus drillcollar, dan pressure loss pada annulus drillpipe.

**3.5.1. Menentukan Pressure Loss Pada Surface Connection.**

Untuk menentukan pressure loss pada surface connection dapat dipergunakan grafik pada Gambar 3.2. Disini rangkaian yang dipergunakan adalah kombinasi no.4. dengan  $Q = 147,3$  gpm, sehingga besarnya pressure loss pada surface connection diperoleh : 6 psi



Gambar 2.

Penentuan besarnya pressure loss pada surface connection<sup>6)</sup>

**3.5.2. Pressure Loss Pada Rangkaian Drillstring Di Annulus**

Perhitungan besarnya pressure loss pada rangkaian drillstring dan annulus dapat dihitung dengan persamaan (5-30), (5-31), (5-32),(5-33).

Dengan data :

- friksi (f) untuk DP sebesar 0,0070
- friksi (f) untuk DC sebesar 0,0065
- densitas ( $\rho$ ) sebesar 9,6 ppg
- kecepatan alir (v) pada dp sebesar 4,13 ft,sec
- kecepatan alir (v) pada dc sebesar 7,64 fusee
- inside diameter (d) Drillpipe = 3,826"
- inside diameter (d) Drillcollar = 2,8125"
- viscositas ( $\mu$ ) = 17 cp
- yield point ( $\tau_y$ ) = 12 lb/100 ft



DC 6 1/4" OD; 2 13/16" ID; 83#; 101 m = 332 ft

DP 4 1/2" OD; 3,826" ID; 16,60#; 3.277,10 ft

Diameter lubang bor 7 8,5"

Untuk aliran turbulen dengan persamaan (5-32) dan (5-33)

$$\Delta P = \frac{f \times L \times \rho \times v^2}{25,80 \times d}$$

$$\Delta P_{DP} = \frac{0,007 \times 3.227,100 \times 9,6 \times (4,13)^2}{25,80 \times 3,826} = 38,02 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{DC} = \frac{0,007 \times 3.227,100 \times 9,6 \times (7,64)^2}{25,80 \times 2,8125} = 16,66 \text{ psi}$$

Untuk aliran laminar dengan persamaan (5-30) dan (5-31)

$$\Delta P = \frac{\mu \times L \times v}{1000 \times (do - di)^2} + \frac{\gamma \times L}{200(do - di)}$$

$$\Delta P_{an,DP} = \frac{17 \times 3.227,1 \times 1,16}{1000 \times (8,5 - 4,5)^2} + \frac{12 + 3.227,1}{200(8,5 - 4,5)} = 58,59 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{an,DC} = \frac{17 \times 332 \times 7,64}{1000 \times (8,5 - 6,25)^2} + \frac{12 + 332}{200(8,5 - 6,25)} = 50,33 \text{ psi}$$

### 3.5.3. Menentukan Pressure Loss Untuk Nozzle Pada Bit

Untuk menghitung besarnya pressure loss yang terjadi pada bit dapat dihitung dengan persamaan (5-34) dan (5-35) yaitu :

- Ukuran nozzle = 20/32"
- Debit lumpur (Q) = 147,3 gpm
- densitas lumpur (p) = 9,6 ppg
- Cd = 0,95

$$A = 3 \left( \frac{\pi D^2}{4} \right) = 3 \left( \frac{\pi (20/32)^2}{4} \right) = 0,92 \text{ in}^2$$

$$\begin{aligned} \Delta P_j &= \frac{\rho \times q}{12032 \times (Cd)^2 \times (A)^2} \\ &= \frac{9,6 \times 147,93^2}{12032 \times (0,95)^2 \times (0,92)^2} = 22,86 \text{ psi} \end{aligned}$$

### 3.5.4. Pressure Loss Total

Untuk perhitungan pressure loss total dapat diketahui apabila diketahui besarnya masing-masing pressure loss pada sistim sirkulasi.

Dari hasil perhitungan sebelumnya diperoleh = 1.761 psi

$\Delta P$  pada surface connection = 6 psi.

$\Delta P$  pada drillpipe = 38,02 psi

$\Delta P$  pada drillcollar = 16,66 psi

$\Delta P$  pada annulus drillcollar = 50,33 psi

$\Delta P$  pada annulus drillpipe = 58,59 psi

$\Delta P$  pada bit = 22,86 psi

Menentukan harga pressure loss pada sistim sirkulasi dapat dihitung dengan persamaan (3-46) yaitu :

$$\Delta P T = \Delta P s + \Delta P dp + \Delta P dc + \Delta P an.do + \Delta P an. dp + \Delta P bit$$

$$\Delta P T = 6 + 38,02 + 16,66 + 50,33 + 58,59 + 22,86$$

$$= 142,13 \text{ psi}$$

### 3.5.5. Perhitungan Horsepower Pada Sistem Sirkulasi

Pada sistim sirkulasi dipertimbangkan besarnya hp pada pompa yang dibutuhkan serta input hp yang harus diberikan oleh prime mover..Hal dapat dihitung dengan mempergunakan persamaan (5-37) dan (5-38).

$$- q = 147,3 \text{ gpm}$$

$$- \Delta P \text{ total} = 142,13 \text{ psi}$$

Dengan persamaan (5-37) dapat dihitung besarnya daya yang dibutuhkan oleh pompa, yaitu :

$$Hp \text{ pompa} = \frac{q \times p}{1714} = \frac{142,13 \times 147,93}{1714} = 12,27 \text{ Hp}$$

Besarnya hp input dari prime mover yang dibutuhkan oleh pompa dengan persamaan (5-38), yaitu :

$$Hp \text{ input} = \frac{Hp, drawwork}{\eta} = \frac{12,27}{0,85} = 14,43 \text{ Hp}$$

### 4. Evaluasi Pada Sistem Pencegahan Semburan Liar

Prosedur yang paling aman dalam mendisain rating tekanan preventer adalah dengan menyakini bahwa preventer dapat menahan kondisi tekanan yang terburuk yang bisa terjadi.

- Data Sumur 'B'  
 $\gamma = 9,6 \text{ ppg}$  Kedalaman = 3.527 ft
- Data Sumur 'C'  
 $\gamma = 9,4 \text{ ppg}$  Kedalaman = 3.563 ft
- Data Sumur 'A'  
 $\gamma = 9,5 \text{ ppg}$  Kedalaman = 3.605 ft

Tekanan kerja BOP ini dapat dihitung dengan persamaan (5-39) yaitu :

$$Ph = 0,052 \times \gamma \times \text{kedalaman total}$$

Untuk sumur 'B', maka tekanan =  $0,052 \times 9,6 \times 3.527 = 1.761$  psi

Untuk sumur 'C', maka tekanan =  $0,052 \times 9,4 \times 3.563 = 1.742$  psi

Untuk sumur 'A', maka tekanan =  $0,052 \times 9,5 \times 3.605 = 1.781$  psi,

Dengan memperhitungkan faktor keamanan sebesar 1,25 maka diperoleh tekanan maksimum yang mungkin terjadi sebesar

$$1.781 \text{ psi} \times 1,25 = 2.226,25 \text{ psi}$$

Dari besarnya tekanan maksimum diatas dilihat peralatan BOP yang digunakan pada peralatan Rig NT - 45, Rig OW - 700 dan N - 80 - UE.

BOP stack yang digunakan pada Rig NT - 45 antara lain adalah sebagai berikut :

- BOP annular ; Type GK; 6" x 5000 psi ; Gal. to close = 3,86 ; Gal. to open = 3,30
- BOP ram ; Type U /2; 6" x 5000 psi ; Gal to close 1,33 ; Gal. to open 1,28
- Accumulator Unit kapasitas 160 Gallon Working Pressure = 3.300 psi

Besarnya Fluida yang diperlukan untuk bekerjanya BOP

	Gal to close	Gal to open
BOP annular ; GK	3,86	3,30
BOP ram ; U/2	1,33 x 2	1,28 x 2
Total	6,52	5,86

Sehingga total fluida yang diperlukan untuk bekerjanya BOP

$$= 2 \times (6,52 + 5,86) = 25 \text{ gallon.}$$

Dengan memperhitungkan faktor keamanan 1,25 maka diperoleh total fluida yang diperlukan sebesar :  $25 \text{ gallons} \times 1,25 = 31,25 \text{ gallons.}$

### 5. Evaluasi Sistem Penyemenan

Pada sistim penyemenan perlu diperhatikan kemampuan dari peralatan pompa yang akan dipergunakan untuk mengalirkan bubuk semen. Walaupun kadang pada kenyataannya di lapangan untuk sistim penyemenan ini dilakukan oleh pihak service, tetapi dengan mengetahui kapasitas yang diinginkan maka kita dapat mengestimasi kebutuhan yang harus disediakan pada saat operasi penyemenan dilakukan.

Dari sumur-sumur sebelumnya dibuat data perencanaan untuk operasi penyemenan sebagai berikut :

- Densitas lead semen = 14,2 ppg
- Densitas tail semen = 15,9 ppg
- Densitas fluida pendorong = 10 ppg
- $\Delta Pf$  open hole = 100 psi
- $\Delta Pf$  tail casing = 10 psi
- $\Delta Pf$  tail dianulus = 15 psi

- $\Delta P_f$  lead annulus = 150 psi
- $\Delta P_f$  lead casing = 50 psi
- $Q = 3$  bbl/menit = 126 gall/menit

Besarnya tekanan pompa minimum yang dibutunkan dapat dihitung dengan persamaan (5-42)

$$P_{pompa} = P_{annulus} + P_{casing}$$

Dari sini kemudian dihitung besarnya tekanan hidrostatik pads masing-masing bagian dengan persamaan (5-39), yaitu :

1.  $P_h$  fluida pendorong =  $0,052 \times 10 \times 941,6 = 489,68$  psi
2.  $P_h$  tail casing =  $0,052 \times 15,9 \times 42,6 = 35,22$  psi
3.  $P_h$  tail annulus =  $0,052 \times 15,9 \times 100 = 82,68$  psi
4.  $P_h$  lead open hole =  $0,052 \times 14,2 \times 818,7 = 604,51$  psi
5.  $P_h$  lead annulus casing =  $0,052 \times 14,2 \times 65,6 = 48,44$  psi

Dari hasil perhitungan di atas dapat dihitung besarnya tekanan total. yaitu :

$$\begin{aligned} \text{Tekanan Total} &= 489,68 + 35,22 + 82,68 + 604,51 + 48,44 + 100 + 10 + 15 + 150 + 50 \\ &= 1.485,54 \text{ psi} \end{aligned}$$

Dari sini bisa dihitung besarnya horsepower pompa, dengan persamaan (5-37), yaitu :

$$Hp = \frac{q \times p}{1714} = \frac{126 \times 1.485,54}{1714} = 109,21 \text{ Hp}$$

Besarnya Hp input yang diperoleh dari prime mover dihitung dengan persamaan (5-38) :

$$Hp = \frac{Hp.pompa}{\eta} = \frac{109,21}{0,85} = 128,5 \text{ Hp}$$

Untuk hasil perhitungan pada trayek-trayek berikutnya disajikan dalam bentuk Tabel 3.4.

Tabel 4.  
Hasil Perhitungan Operasi Penyemenan

Trayek	13 3/8"	9 5/8"	7"
Ukuran Lubang (in)	17,500	12,500	8,500
Kedalaman (ft)	984,300	3.199,0	3.605,8
Jarak shoe dgn lubang (ft)	3,000	3,000	3,000
Jarak shoe dengan float (ft)	42,600	42,600	42,600
Jarak dari dasar (ft)		100,00	100,00
untuk tail annulus (ft)	100,000	0	0
Densitas lead (ppg)	14,200	14,200	14,200
Densitas tail (ppg)	15,900	15,900	15,900
Densitas liquid (ppg)	10,000	10,000	10,000
dPf open hole (psi)	100,000	100,00	100,00
dPf tail casing (psi)	10,000	10,000	10,000
dPf tail annulus (psi)	15,000	15,000	15,000
dPf lead annulus (psi)	150,000	150,00	150,00
dPf lead casing (psi)	50,000	50,000	50,000
Ph liquid (psi)	489,684	1.641,3	1.852,8
Ph tail casing (psi)	35,222	35,222	35,222
Ph tail annulus (psi)	82,680	82,680	82,680
Ph lead open hole (psi)	604,513	1.561,4	226,54
Ph lead annulus casing (psi)	48,439	726,80	2.362,1
Tekanan Min. Pompa (psi)	1.485,53	4.272,5	4.784,4
Q (gpm)	126,000	126,00	126,00
Besarnya Hp Pompa (HP)	109,205	314,08	351,71