

**ANALISIS KEMAMPUAN *PERFORMANCE* BOP DARI DATA
DEGRADATION TEST DI RIG#01 DAN RIG#02 DI LAPANGAN
BKO**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Oleh

ADHADI KHATHABI

153210895



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Adhadi Khathabi
NPM : 153210895
Program studi : Teknik Perminyakan
Judul skripsi : Analisis Kemampuan *Performance* BOP Dari Data *Degradation Test* Di Rig#01 Dan Rig#02 Di Lapangan BKO.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Hj. Fitrianti, ST.MT ()

Penguji : Idham Khalid, ST.MT ()

Penguji : Richa Melisya, ST.MT ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 11 Maret 2020

Disahkan Oleh:


DEKAN
FAKULTAS TEKNIK
Dr. Eng. MUSLIM, ST. MT

SEKRETARIS PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


NOVRIANTI, ST., MT

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. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 11 Maret 2020



Adhadi khathabi

153210895



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

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

1. Hj. Fitrianti, ST.MT selaku dosen pembimbing yang banyak membantu dan memberikan masukan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
2. Dr.eng. Muslim, MT. Selaku ketua Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dan pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak PT. Asrindo Citraseni Satria yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Kedua Orang Tua dan Abang serta Adik yang ku sayangi yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
6. Sahabat terbaik saya dan Teman-teman seperjuangan Angkatan 2015 Teknik Perminyakan yang telah membantu menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 11 Maret 2020

(Adhadi Khathabi)

Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

| | Halaman |
|--|----------------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR | ii |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| DAFTAR ISI | v |
| DAFTAR GAMBAR | viii |
| DAFTAR GRAFIK | ix |
| DAFTAR TABEL | x |
| DAFTAR SINGKATAN | xi |
| DAFTAR SIMBOL | xii |
| ABSTRAK | xiii |
| ABSTRACT | xiv |
| BAB I PENDAHULUAN | |
| 1.1. LATAR BELAKANG | 1 |
| 1.2. TUJUAN PENULISAN | 2 |
| 1.3. MAMFAAT PENELITIAN | 2 |
| 1.4. BATASAN MASALAH | 2 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | |
| 2.1 KOMPONEN-KOMPONEN DASAR BLOWOUT PREVENTION SYSTEM | 3 |
| 2.1.1 Accumulator | 4 |
| 2.1.2 Blowout Preventer (BOP) Stack..... | 4 |
| 2.1.3 Choke Manifold..... | 5 |
| 2.1.4 Kill Line | 6 |
| 2.2 KOMPONEN-KOMPONEN UTAMA BLOWOUT PREVENTION SYSTEM | 6 |
| 2.2.1 BOP STACK | 6 |
| 2.2.2 ACCUMULATOR UNIT..... | 7 |

| | |
|--|----|
| 2.3 CARA KERJA ALAT BOP | 7 |
| 2.4 PENGUJIAN BOP | 7 |
| 2.4.1 Uji Fungsi (function test)..... | 8 |
| 2.4.2 Wellbore Test | 9 |
| 2.5 SKETSA BOP | 10 |
| 2.6 RUBBER | 13 |
| 2.5.1 Kelenturan / Elastisitas..... | 13 |
| 2.5.2 Perhitungan elastisitas <i>rubber packing element</i> | 14 |
| 2.5.3 Cara mengidentifikasi permasalahan pada <i>rubber packing element</i> | 15 |
| 2.7 BLOW OUT PREVENTION DEGRADATION | 16 |
| 2.8 HIPOTESA | 17 |
| BAB III METODE PENELITIAN | |
| 3.1. METODE | 18 |
| 3.1.1 Metode pengambilan data..... | 18 |
| 3.1.2 Metode analisa data | 18 |
| 3.2 DIAGRAM ALUR PENELITIAN | 19 |
| 3.3 DATA BOP RIG #01 DAN RIG #02..... | 20 |
| 3.4 TEMPAT PENELITIAN..... | 21 |
| 3.5 JADWAL PENELITIAN | 21 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN | |
| 4.1 DATA TEST BOP RIG#01 & RIG #02..... | 22 |
| 4.2 ANALISIS DATA DEGREDEATION TEST BOP RIG#01 DAN RIG#02 | 25 |
| 4.2.1 Seleksi Durasi Waktu Pengetesan BOP | 26 |
| 4.2.2 Penentuan Performance Rubber Dan Packing Element BOP | 28 |
| 4.3 IDENTIFIKASI PERMASALAHAN YANG MENYEBABKAN PENURUNAN PERFORMANCE RUBBER DAN PACKING ELEMENT BOP..... | 30 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | 31 |
| DAFTAR PUSTAKA | |

LAMPIRAN



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

| | Halaman |
|--|----------------|
| Gambar 2.1 Accumulator unit (ACS data)..... | 4 |
| Gambar 2.2 BOP Stack (ACS data)..... | 5 |
| Gambar 2.3 Choke Manifold (ACS data) | 5 |
| Gambar 2.4 Killing Line (ACS data)..... | 6 |
| Gambar 2.5 Pengujian BOP (ACS data)..... | 8 |
| Gambar 2.7 Sketsa BOP (Double Ram BOP)..... | 10 |
| Gambar 2.8 Sketsa BOP (Annular BOP)..... | 11 |
| Gambar 2.9 Sketsa <i>Class II BOP + Class III Choke manifold Pressure Test (RSP Prosedure PT. ACS)</i> | 11 |
| Gambar 2.10 Sketsa <i>Class III BOP + Class III Choke manifold Pressure Test</i> | 11 |
| Gambar 2.11 Contoh <i>record BOP degradation</i> (ACS data)..... | 16 |

DAFTAR GRAFIK

| | Halaman |
|--|----------------|
| Grafik 3.1 Jadwal Penelitian | 21 |
| Grafik 4.1 <i>Degradation test annular packing element rig#01</i> (ACS data)..... | 26 |
| Grafik 4.2 <i>Degradation test rubber blind ram rig#01</i> (ACS data)..... | 27 |
| Grafik 4.3 <i>Degradation test annular packing element rig#02</i> (ACS data)..... | 27 |
| Grafik 4.4 <i>Degradation test rubber blind ram rig#02</i> (ACS data)..... | 28 |
| Grafik 4.4 <i>Performance annular packing element rig#01 dan rig#02</i> (ACS data) | 29 |
| Grafik 4.5 <i>Performance annular packing element rig#01 dan rig#02</i> (ACS data) | 30 |

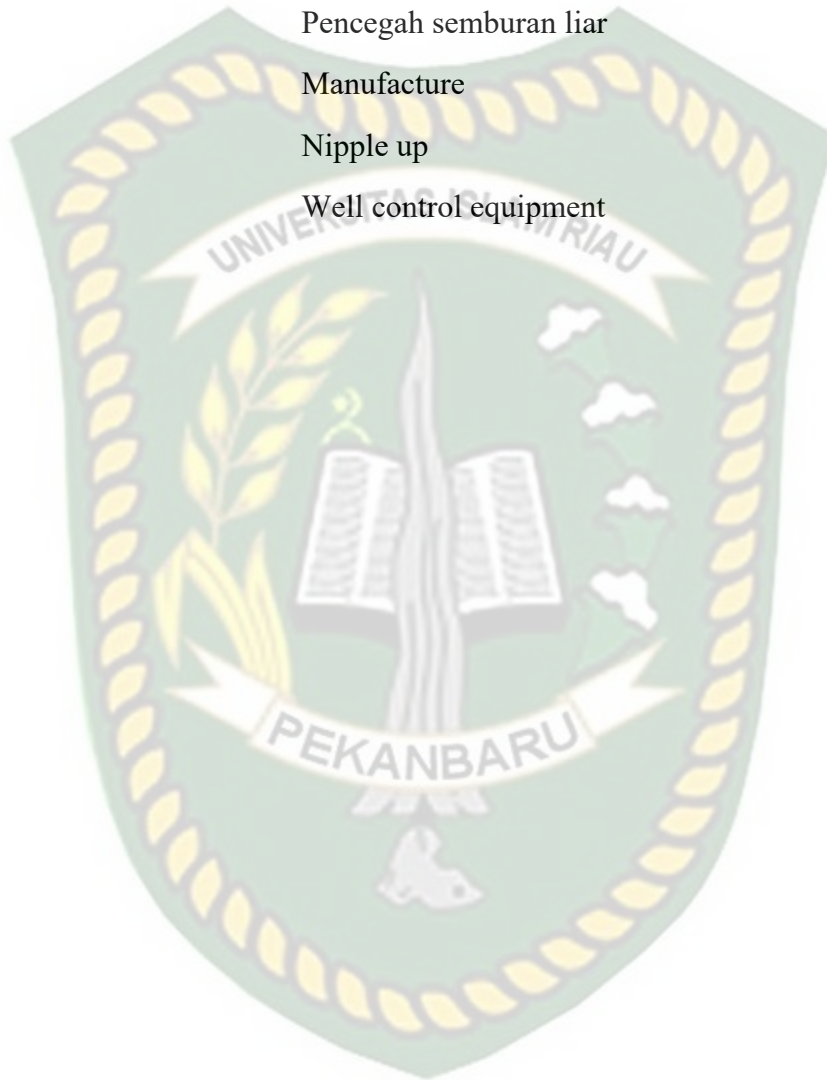
DAFTAR TABEL

| | Halaman |
|--|----------------|
| Tabel 3.1 Data <i>annular</i> dan <i>double ram</i> rig#01 | 20 |
| Tabel 3.2 Data <i>annular</i> dan <i>double ram</i> rig#02 | 20 |
| Tabel 3.2 Data <i>rubber</i> dan <i>packing element</i> | 20 |
| Tabel 4.1 Data <i>pressure test</i> BOP rig#01 (Data ACS) | 22 |
| Tabel 4.2 Data <i>pressure test</i> BOP rig#02 (Data ACS) | 24 |



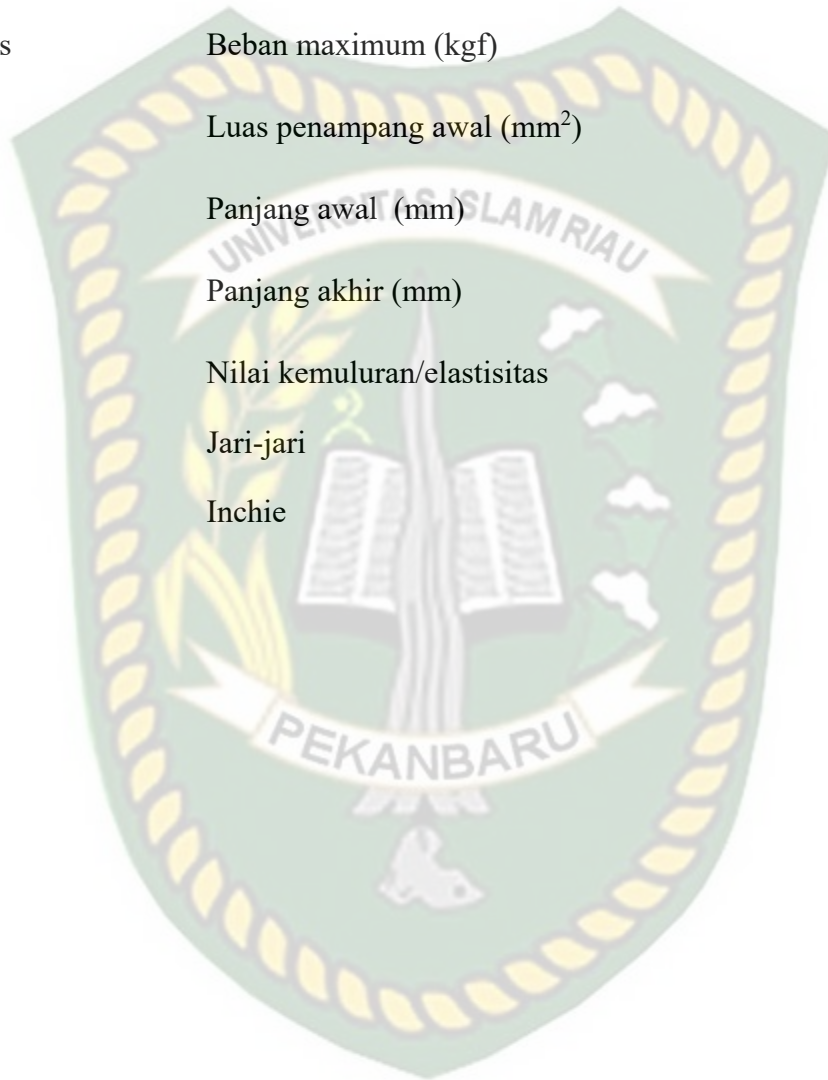
DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-----|------------------------|
| BOP | Blowout Preventer |
| PSL | Pencegah semburan liar |
| Mfg | Manufacture |
| N/U | Nipple up |
| WCE | Well control equipment |



DAFTAR SIMBOL

| | |
|---------------|--|
| σ | Kekuatan tarik (kgf/mm ²) |
| F maks | Beban maximum (kgf) |
| Ao | Luas penampang awal (mm ²) |
| lo | Panjang awal (mm) |
| l | Panjang akhir (mm) |
| ε | Nilai kemuluran/elastisitas |
| r | Jari-jari |
| ” | Inchie |



**ANALISIS KEMAMPUAN *PERFORMANCE* BOP DARI DATA
DEGRADATION TEST DI RIG#01 DAN RIG#02 DI LAPANGAN
BKO**

ADHADI KHATHABI

153210895

ABSTRAK

Workover adalah setiap pekerjaan yang dilakukan untuk mengganti, mengubah atau mengolah zona produktif pada reservoir untuk mencapai interval produksi yang cukup lama. *Blow Out Preventer* (BOP) digunakan pada proses pekerjaan *workover*. Penggunaan BOP pada pengembangan dan perbaikan sumur minyak yang semakin tinggi akan berpengaruh terhadap frekuensi penggunaan *rubber* yang ada pada peralatan BOP. Untuk menghindari dan mengurangi kerusakan pada *rubber* BOP perlu dilakukan *routine maintenance* terhadap *rubber* BOP tersebut. Pekerjaan yang dilakukan dengan menggunakan *rig* sebagai unit yang terangkai dengan satu kesatuan sebagai alat *hoisting* adalah identik dengan yang namanya *Well Control Equipment* (WCE) dalam proses pengerjaan sumur minyak baik pengeboran sumur minyak baru maupun perbaikan sumur, salah satu *well control equipment* tersebut adalah BOP, dimana BOP merupakan alat yang berfungsi sebagai *barrier* (pertahanan) untuk mengantisipasi penutupan sumur apabila terjadi *well flow* atau *blow out*. Penelitian dilakukan untuk melihat kemampuan *performance* BOP khususnya *rubber packing element* berdasarkan data *degradation test* di rig#01 dan rig#02. Hasil penelitian ini didapatkan bahwa *rubber packing element* rig#01 memiliki *performance* yang buruk dibandingkan dengan rig#02.

Kata kunci : *Workover, Well control equipment, BOP, Rubber, Degradation*

**ANALISIS KEMAMPUAN *PERFORMANCE* BOP DARI DATA
DEGRADATION TEST DI RIG#01 DAN RIG#02 DI LAPANGAN
BKO**

ADHADI KHATHABI

153210895

ABSTRACT

Workover is any work carried out to replace, change or process productive zones in a reservoir to reach a sufficiently long production interval. Blow Out Preventer (BOP) is used in the workover process. The use of BOP in the development and improvement of oil wells that will increasingly affect the frequency of use of rubber in BOP equipment. To avoid and reduce damage to the BOP rubber packing element require routine maintenance. The work carried out by using the rig as a unit that is strung together with one unit as a hoisting tool is identical to the name Well Control Equipment (WCE) in the process of oil well work, drilling new oil wells and repairing wells, one of the well control equipment is BOP, where BOP is a tool that serves as a barrier (defense) to anticipate the closure of wells in the event of well flow or blow out. The research was conducted to see the ability of BOP performance, especially rubber packing elements based on data degradation test on rig # 01 and rig # 02. The results of this research found that the rubber packing element rig # 01 had poor performance compared to rig # 02.

Kata kunci : *Workover, Well Control Equipment, BOP, Rubber, Degradation*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Workover adalah setiap pekerjaan yang dilakukan untuk mengganti, mengubah atau mengolah zona produktif pada reservoir untuk mencapai interval produksi yang cukup lama. *Blow Out Preventer* (BOP) digunakan pada proses pekerjaan *workover*. Penggunaan BOP pada pengembangan dan perbaikan sumur minyak yang semakin tinggi akan berpengaruh terhadap frekuensi penggunaan *rubber* yang ada pada peralatan BOP. Untuk menghindari dan mengurangi kerusakan pada *rubber* BOP perlu dilakukan *routine maintenance* terhadap *rubber* BOP tersebut.

Blow out preventer (BOP) adalah alat yang dihubungkan dengan peralatan dan teknik lainnya yang digunakan untuk menutup sumur pada saat *crew* melakukan pengontrolan *kick* sebelum *blow out* terjadi, *blow out preventer* di desain untuk: Menutup bagian atas sumur, Mengontrol fluida yang keluar, Tempat lewatnya fluida pada saat pemompaan dan tempat keluar masuknya *string* atau pipa (Matanovic Davorin, WCE).

Pada penelitian ini dilakukan analisis terhadap kemampuan BOP di *rig*#01 dan *rig*#02, analisis yang dilakukan dari data *degradation* BOP dengan melakukan pencatatan data *pressure test* yang dilakukan terhadap ram BOP dan annular BOP, pencatatan *pressure* dilakukan setiap kali *nipple up* BOP untuk melakukan pengetesan, dengan adanya *record pressure* ini dapat diketahui masa penggunaan dari pada *rubber* BOP dan apabila masa penggunaan *rubber* terlalu singkat belum sampai pada waktu lama nya penggunaan secara *standard* perlu dicari apa akar permasalahannya, agar kondisi yang terjadi dapat diatasi dan pembengkakan biaya penggunaan *rubber* dapat di minimalisir dan tingkat keekonomian didapatkan. Melakukan perbandingan penggunaan *rubber* antara *rig*#01 dan *rig*#02 dapat mengatasi masalah, dimana antara *rig* #01 dan #02 mempunyai *type* dan peralatan kondisinya tidak sama, dengan melakukan perbandingan ini dapat diketahui kelemahan dari masing-masing peralatan.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari proposal penelitian ini adalah:

1. Menganalisis penyebab terjadinya penurunan kemampuan *rubber packing element* dan *rubber pipe ram* berdasarkan metode *degradation* BOP.
2. Mengetahui kemampuan *rubber packing element* dan *rubber pipe ram* untuk menahan *pressure* berdasarkan data *record pressure*.

1.3. Manfaat penelitian

Dengan melakukan penelitian dapat diketahui berapa lama *rubber packing element* dan *rubber pipe ram* digunakan dalam pengetesan *pressure* dan berapa kali *rubber packing element* dan *rubber pipe ram* tahan terhadap hantaman *pressure*.

1.4. Batasan Masalah

Untuk menghindari terjadinya penyimpangan dalam pokok pembahasan penulisan tugas akhir ini di batasi dengan pokok permasalahan tentang Analisis Kemampuan *Performance* BOP Dari Data *Degradation Test* Di Rig#01 Dan Rig#2 Di Lapangan BKO.

Berdasarkan latar belakang yang ada, maka disusun rumusan masalah sebagai berikut:

1. Bagaimana sistim penggunaan dari pada *degradation* BOP itu sendiri?
2. Bagaimanakah cara menganalisis kerusakan pada *rubber packing element* dan *rubber pipe ram*?
3. Bagaimana menentukan letak dari pada permasalahan *rubber* BOP kurang *performance* nya?

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT berfirman pada surat Ar-rum ayat 41 yang artinya “Telah tampak kerusakan di darat dan di laut disebabkan perbuatan tangan manusia, Allah menghendaki agar mereka merasakan sebagian dari (akibat) perbuatan mereka, agar mereka kembali (kejalan yang benar)” (QS. Ar-rum:41). Fungsi utama dari *blow out preventer system* adalah menutup lubang bor ketika terjadi *kick*. Berdasarkan firman Allah diatas dan menurut fungsi dari *Blowout Preventer* dapat disimpulkan dengan adanya *Blowout Preventer* (BOP) kita telah mencegah dan merawat bumi dari kerusakan yang dapat terjadi akibat proses pemboran minyak dan gas bumi.

Blowout merupakan suatu aliran fluida formasi yang tak terkendalikan sampai ke permukaan. *Blowout* biasanya diawali dengan adanya *kick* yang merupakan intrusi fluida bertekanan tinggi kedalam lubang bor. Intrusi ini dapat berkembang menjadi *blowout* bila tidak segera diatasi. *Blow out preventer system* terdiri dari dua sub komponen utama, yaitu :

1. BOP *Stack* dan *Accumulator* Ditempatkan pada kepala *casing* atau kepala sumur langsung dibawah *rotary table* pada lantai bor. BOP *Stack* meliputi peralatan berikut :
 - a. *Annular preventer*
 - b. *Pipe ram preventer*
 - c. *Drilling Spool*
 - d. *Blind Ram Preventer*

Casing Head Accumulator biasanya ditempatkan agak jauh dari rig dengan pertimbangan keselamatan.
2. *Supporting System* terdiri dari :
 - a. *Choke Manifold*
 - b. *Kill line*

2.1 Komponen-komponen Dasar *Blowout Preventer System*

Blow Out Preventer System terdiri dari empat komponen dasar, yaitu:

2.1.1 Accumulator

Biasanya ditempatkan pada jarak sekitar 10 meter dari *rig*. *Accumulator* bekerja pada *BOP stack* dengan “*High Pressure Hydraulis*” (saluran hidrolik bertekanan tinggi). Pada saat terjadi “*kick*”, *crew* dapat dengan cepat menutup *Blow Out preventer* dengan menghidupkan kontrol pada *acumulator* atau pada *remote panel* yang terletak pada lantai bor (Aminuddin, ardian. 2007).



Gambar 2.1 *Accumulator unit* (ACS data)

2.1.2 *Blow Out Preventer (BOP) Stack*

Ditempatkan pada kepala sumur dibawah bor. Terdiri dari sejumlah *valve* (*preventers*) yang dapat menutup lubang bor bila terjadi “*kick*” (Guo et al. 2014).



Gambar 2.2 BOP Stack (ACS data)

2.1.3 Choke Manifold

Ditempatkan di luar *substructure*. Bekerja pada BOP Stack dengan “*High Pressure Line*” yang dapat memindahkan aliran lumpur bor pada saat terjadi “*kick*” (Aminuddin, ardian. 2007).



Gambar 2.3 Choke Manifold (ACS data)

2.1.4 Kill Line

Saluran yang merupakan perpanjangan dari *mud pump* ke *BOP stack*. *Kill Line* biasanya disambung berlawanan letaknya dengan *choke line* sehingga memungkinkan pemompaan lumpur berat ke dalam lubang bor.



Gambar 2.4 Killing Line (ACS data)

2.2 Komponen-komponen utama Blow Out preventer system

2.2.1 BOP Stack

Merupakan peralatan dengan *valve* tekanan tinggi yang didesain untuk menahan tekanan lubang bor bila terjadi *kick*, terdiri dari :

1. *Annular Preventer* Ditempatkan paling atas dari susunan *BOP Stack*. *Annular preventer* berisi *rubber packing element* yang dapat menutup lubang anulus baik lubang dalam keadaan kosong ataupun ada rangkaian pipa bor.
2. *Ram Preventer* hanya dapat menutup lubang anulus untuk ukuran
 - a. Pipa tertentu atau pada keadaan tidak ada pipa bor dalam lubang. *Pipe rams* : digunakan untuk menutup lubang bor pada waktu rangkaian pipa bor berada dalam lubang. *Blind or Blank rams* : digunakan untuk menutup lubang bor pada waktu rangkaian pipa bor tidak berada dalam lubang bor. *Shear rams* digunakan untuk memotong drill pipe dan seal sehingga lubang bor kosong (*open hole*), terutama pada *offshore floating rigs*.
 - b. *Casing Head (well head)* Merupakan alat tambahan pada bagian atas *casing* yang berfungsi sebagai fondasi *BOP Stack*.
3. *Drilling Spools* *Drilling spool* terletak di antara *preventers*. *Drilling Spools* berfungsi sebagai tempat pemasangan *choke line* (yang mensirkulasikan

“kick” keluar dari lubang bor) dan *kill line* (yang memompakan lumpur berat).

2.2.2 Accumulator Unit

Accumulator dihidupkan pada keadaan darurat, yaitu untuk menutup BOP *Stack*. Unit ini dapat dihidupkan dari *remote panel* yang terletak pada lantai bor atau dari *accumulator panel*. Pada unit ini dijalankan dalam keadaan *crew* harus meninggalkan lantai bor.

2.3 Cara Kerja Alat BOP

BOP terdiri dari beberapa komponen alat yang digunakan untuk mengatasi *blowout*, maka dari itu komponen alat tersebut memiliki cara kerjanya masing-masing. Cara kerja *Ram Preventer* di lapangan TPN 201 adalah :

1. Proses tutup *ram preventer* menggunakan tenaga hidrolis yang berasal dari botol-botol *accumulator*. Ketika *control manifold* pada *accumulator unit* dibuka, *fluida hidrolis* akan melalui *pipe rack* menuju *line close* yang ada pada *ram preventer* yang menekan *piston* pada *ram piston* ini akan menekan *rubber* yang ada di dalam *ram*, *rubber* tersebut akan menutup anulus.
2. Proses buka *ram preventer* juga menggunakan tenaga hidrolis yang berasal dari *accumulator*, *fluida hidrolis* dari *accumulator* dipompakan menuju *line open* yang ada pada *ram preventer* dan akan mendorong *piston* agar *rubber* merenggang dan terbuka atau kembali pada posisi semula.

2.4 Pengujian Bop

Berdasarkan API RP 53, terdapat tiga jenis pengujian pada BOP yaitu uji fungsi (*function test*), uji tekan (*pressure test*), dan *hydraulic test*. Uji fungsi adalah pengujian pada BOP untuk memastikan bahwa BOP bisa berfungsi dengan baik. *Wellbore test* adalah pengujian pada BOP dengan memberikan tekanan tertentu pada pencegah semburan liar (PSL) untuk mengetahui ketahanan BOP menghadapi tekanan. *Hydraulic test* adalah pengujian pada BOP dengan memberikan tekanan pada komponen PSL yang bekerja secara hidrolis. Dalam

pemeriksaan rutin BOP, pengujian yang dilakukan adalah *function test* dan *wellbore test* (Forum teknologi vol.5 no. 4).



Gambar 2.5 Pengujian BOP (ACS data)

2.4.1 Uji Fungsi (function test)

Berdasarkan API RP 53, uji fungsi harus dilakukan setiap seminggu sekali. Pengujian ini harus dilakukan ketika *drill string* masih di dalam casing. Uji fungsi dilakukan pada *annular* dan *ram* BOP. Pengujian ini dilakukan pada kondisi *chamber* terbuka dan tertutup. Pada operasi siklus *annular* PSL menutup, selang dihubungkan dari *accumulator* ke *close port* lalu pompa dioperasikan untuk menaikkan tekanan hingga piston akan naik. Waktu dan tekanan yang dibutuhkan sehingga piston *annular* BOP mampu naik dan membuat *rubber packing element* menutup harus dicatat. Pada operasi buka, selang dihubungkan dari *accumulator* ke *open port* lalu pompa dioperasikan hingga piston akan turun tanpa ada kenaikan tekanan. Piston dibiarkan turun ke posisi terbawah dan tekanan dilepaskan. Bila pada saat piston turun terlihat ada hambatan/kenaikan tekanan (melebihi 200 psi) maka disarankan segera menghubungi ARF. Pastikan juga oli atau *liquid* lain yang digunakan bersih dan sesuai standar yang telah direkomendasikan (Forum teknologi vol.5 no. 4).

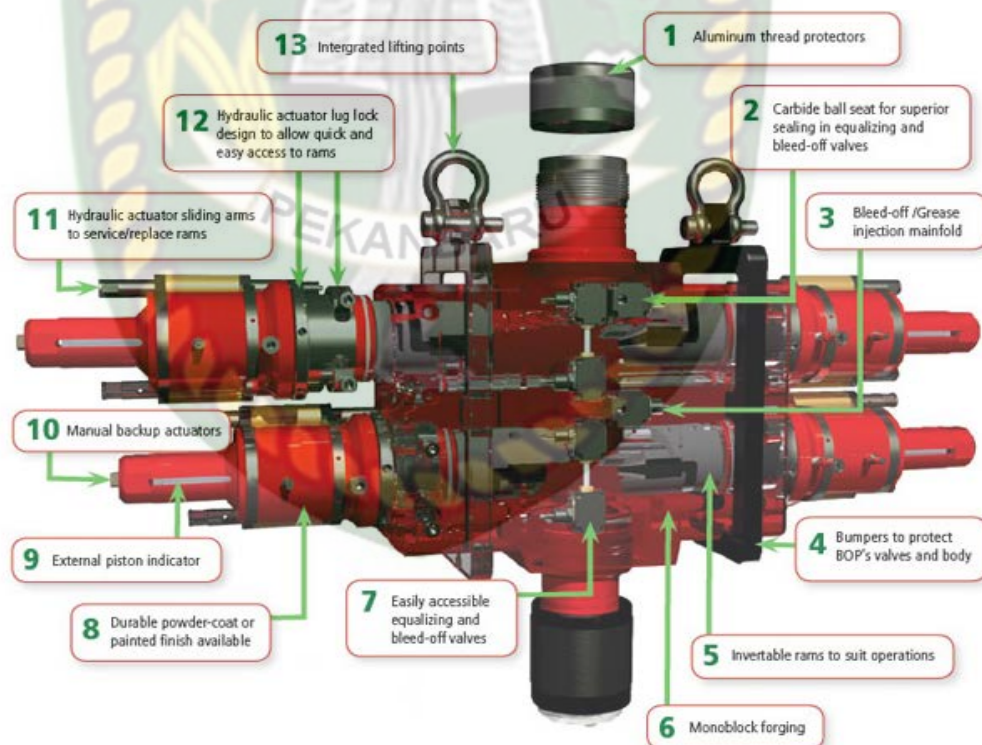
2.4.2 Wellbore Test

Wellbore test dilakukan secara periodik untuk memastikan kemampuan alat dalam menahan tekanan. Pengujian harus menggunakan air. Udara harus dibersihkan dari sistem sebelum pengujian tekanan. Frekuensi *wellbore test* antara lain: a) Sebelum melakukan pengeboran atau setelah instalasi b) Setelah melakukan pembongkaran dan perbaikan c) Periodik tidak lebih dari 21 hari, (tergantung kebutuhan) Semua komponen sistem pencegah semburan liar yang terekspos ke lubang sumur harus diuji terlebih dahulu dengan tekanan rendah kemudian baru diuji dengan tekanan tinggi (Forum teknologi vol.5 no. 4). Tidak diperbolehkan langsung melakukan pengujian tekanan rendah setelah tekanan tinggi, karena tekanan tinggi dapat menginisiasi penutupan yang kemudian masih berlanjut walaupun tekanan sudah diturunkan secara drastis sehingga tidak merepresentasikan kondisi tekanan rendah. Berdasarkan API RP 53, pengujian tekanan rendah baik pada *annular* atau *ram* PSL dilakukan pada tekanan 200 psi sampai dengan 300 psi. Pengujian tekanan rendah harus ditahan minimal 5 menit. Pengujian tekanan tinggi terbagi menjadi dua jenis, yaitu *initial high pressure* dan *subsequent high pressure*. Pengujian *Initial high pressure* adalah pengujian dilokasi yang harus dilakukan sebelum pengeboran atau setelah instalasi BOP. Pengujian *subsequent high pressure* adalah pengujian tekanan tinggi yang dilakukan secara periodik tidak lebih dari 21 hari. Pengujian *initial high pressure* pada annular BOP minimal 70% dari tekanan kerja *annular*. Sedangkan pengujian tekanan tinggi pada bagian ram PSL adalah sesuai dengan tekanan kerja pada ram. Pengujian ini juga ditahan minimal selama 5 menit.

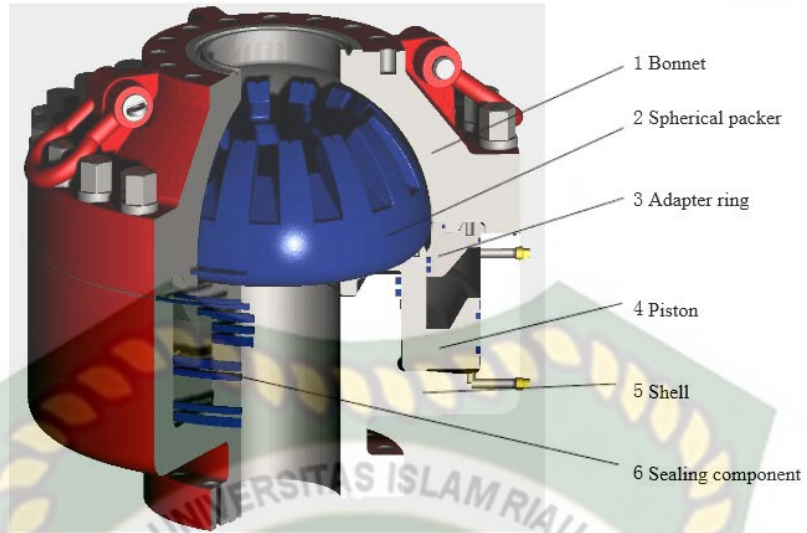


Gambar 2.6 Pengetesan well bore (ACS data)

2.5 Sketsa BOP



Gambar 2.7 Sketsa BOP (Double Ram BOP)



Gambar 2.8 Sketsa BOP (Annular BOP)

BOP PRESSURE TEST FORM

RIG : _____ LOCATION : _____ DATE: _____

Note :

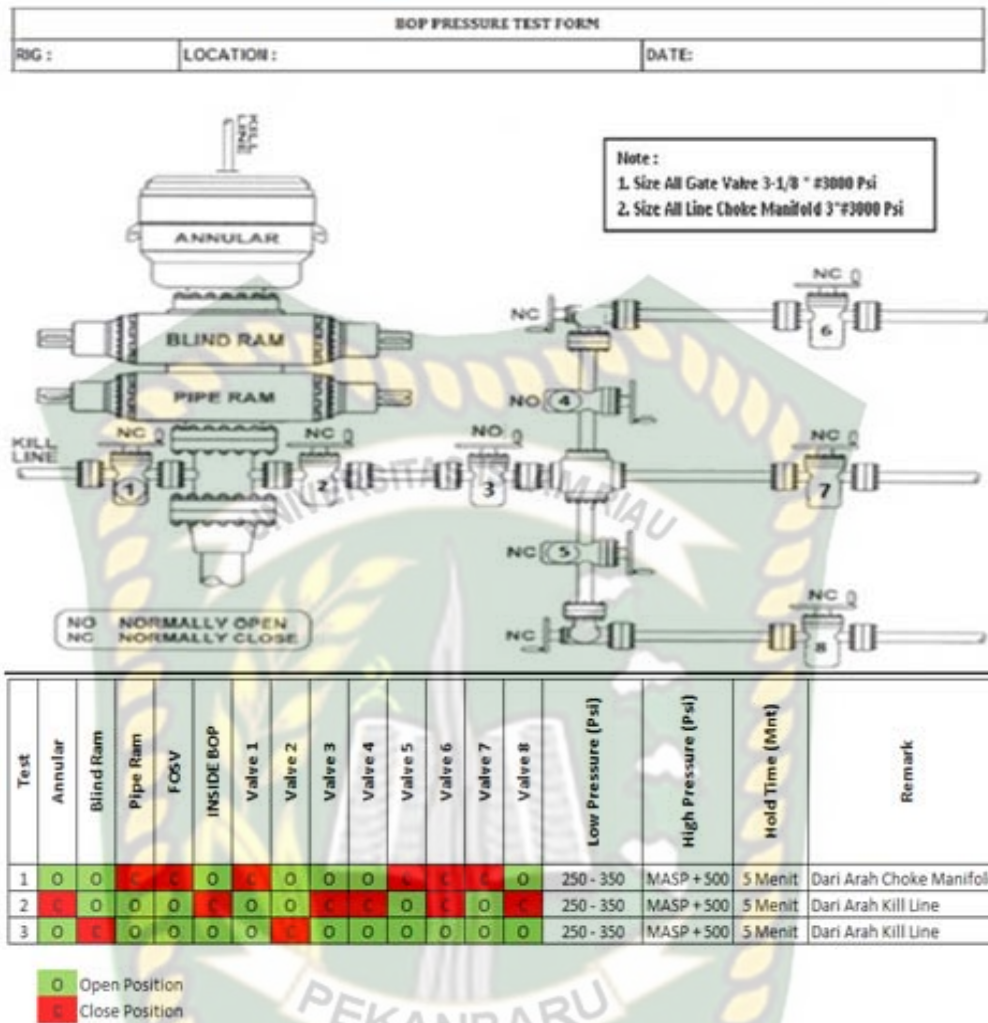
1. Size All Gate Valve 3-1/8" #3000 Psi

2. Size All Line Choke Manifold 3" #3000 Psi

| Test | Blind Ram | Pipe Ram | FOSV | INSIDE BOP | Valve 1 | Valve 2 | Valve 3 | Valve 4 | Valve 5 | Valve 6 | Valve 7 | Valve 8 | Low Pressure (Psi) | High Pressure (Psi) | Hold Time (Mnt) | Remark |
|------|-----------|----------|------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------------------|---------------------|-----------------|--------------------------|
| 1 | O | C | C | O | C | O | O | O | C | C | C | O | 250 - 350 | MASP + 500 | 5 Menit | Dari Arah Choke Manifold |
| 2 | O | C | O | C | O | C | C | C | O | O | O | C | 250 - 350 | MASP + 500 | 5 Menit | Dari Arah Kill Line |
| 3 | C | O | O | O | O | C | O | O | O | O | O | C | 250 - 350 | MASP + 500 | 5 Menit | Dari Arah Kill Line |

○ Open Position
◐ Close Position

Gambar 2.9 Sketsa Class II BOP + Class III Choke manifold Pressure Test (RSP Prosedur PT. ACS)



Gambar 2.10 Sketsa Class III BOP + Class III Choke manifold Pressure Test

| Component to Be Tested | Pressure Test Low Pressure (Psi) | Pressure Test High Pressure (Psi) |
|--|----------------------------------|--|
| All BOP equipment (Annular preventer, Fixed pipe Ram, Blind/Shear Ram, Kelly, kelly valves, and safety and IBOP valves, Choke and kill lines and valves) | 250 to 350 | MASP + 500 Psi Note : Ensure not to exceed 70% Casing burst pressure or 100% Wellhead RWP or 70% Annular RWP or 100% Packer RWP |

Spesifik BOP pressure test program (CPI WELLSAFE Pressure Test RSP)

| Component to Be Tested | Pressure Test Low Pressure (Psi) | Pressure Test High Pressure (Psi) |
|--|----------------------------------|---|
| Annular preventer | 250 to 350 | 100% of annular RWP, or ram preventer test pressure, whichever lower |
| Pipe ram Blind/blind shear ram Choke and kill lines and valves | 250 to 350 | RWP of ram BOPs |
| Operating Chamber | N/A | Maximum operating pressure recommended by the BOP manufacture |
| Choke Manifold | 250 to 350 | RWP of ram BOPs or RWP choke (s) inlet, choke (s) outlet, valve (s), or line (s) Whichever is lower |
| Safety Valve : Kelly, Kelly valves, and safety valves | 250 to 350 | RWP of components |

Spesifik BOP *pressure test yearly maintenance* (CPI WELLSAFE *Pressure Test RSP*)

2.6 Rubber

2.6.1 Kelenturan/Elastisitas

Kekuatan Tarik (*Tensile Strength*) Kekuatan tarik merupakan salah satu sifat dasar dari bahan polimer yang terpenting dan sering digunakan untuk karakteristik suatu bahan polimer. Kekuatan tarik suatu bahan didefinisikan sebagai besarnya beban maksimum (F_{maks}) yang digunakan untuk memutuskan spesimennya bahan dibagi dengan luas penampang awal (A_0) (Wirjosentono, B. 1995)

$$\sigma = \frac{F_{maks}}{A_0} \dots\dots\dots 2.1$$

Dimana

σ = Kekuatan tarik (kgf/mm²)

F maks= Beban maximum (kgf)

Ao = Luas penampang awal (mm²)

Bila suatu bahan dikenakan beban tarik yang disebut tegangan maka bahan akan mengalami perpanjangan (regangan). Kurva tegangan terhadap regangan merupakan gambaran karakteristik dan sifat mekanik suatu bahan. Pertambahan panjang (Δl) yang terjadi akibat gaya tarikan yang di berikan pada sampel uji disebut deformasi. Dan regangan merupakan perbandingan antara pertambahan panjang dengan panjang mula – mula yang dinyatakan dalam persamaan berikut :

$$\varepsilon = \frac{l-l_0}{l_0} \times 100\% \dots\dots\dots 2.2$$

Dengan:

l_0 = Panjang awal (mm)

l = Panjang akhir (mm)

ε = Nilai kemuluran/elastisitas

Pada *rubber packing element* kemampuan untuk menahan tekanan selama beberapa menit dengan memberikan tekanan sesuai dengan tekanan kerja (*working pressure*) adalah merupakan uji keelastisitasan *rubber packing element* untuk dapat mengalami peregangannya tanpa ada kebocoran tekanan.

2.6.2 Perhitungan elastisitas *rubber packing element*

Data *spherical packer* atau *packing element*

| | |
|------------------------------------|--|
| <i>Manufacture</i> | : Rongsheng |
| Model | : FA28-21 |
| Diameter | : 703 mm = 70,3 cm |
| r | : 351.5 mm = 35,15 cm |
| l awal | : 323 mm = 32,3 cm |
| l setelah diberi <i>pressure</i> | : 171 mm = 17,1 cm |
| Size | : 11" |
| <i>Working Pressure</i> | : 3000 Psi (Maksimum) |
| <i>Pressure test</i> | : 75% x <i>Working Pressure</i> = 2250 Psi |

Sumber data PT. ACS

A. Menentukan kekuatan tarik *packing element* 100% (Maksimum *pressure*)

$$\sigma = \frac{F_{maks}}{A_0}$$

$$F_{mak} = 3000 \text{ Psi}$$

$$\begin{aligned} A_0 &= (\pi r^2) \\ &= (3.14 \times (35,15 \text{ cm})^2) \\ &= 3,879.54 \text{ cm}^2 \end{aligned}$$

$$\sigma = 3000 \text{ psi} / 3,879.54 \text{ cm}^2$$

$$\sigma = 0.7733 \text{ Psi/cm}^2$$

$$1 \text{ Psi/cm}^2 = 0.070 \text{ kgf/cm}^2$$

$$\sigma = (0.7733 : 0.070) \text{ kgf/cm}^2$$

$$\sigma = 11.047 \text{ kgf/cm}^2$$

B. Menentukan kekuatan tarik *packing element* 75% dari maksimum *pressure*

$$\sigma = \frac{F_{maks}}{A_0}$$

$$F_{75\%} = 2250 \text{ Psi}$$

$$\begin{aligned} A_0 &= (\pi r^2) \\ &= (3.14 \times (35,15 \text{ cm})^2) \\ &= 3,879.54 \text{ cm}^2 \end{aligned}$$

$$\sigma = 2250 \text{ psi} / 3,879.54 \text{ cm}^2$$

$$\sigma = 0.5799 \text{ Psi/cm}^2$$

$$1 \text{ Psi/cm}^2 = 0.070 \text{ kgf/cm}^2$$

$$\sigma = (0.5799 : 0.070) \text{ kgf/cm}^2$$

$$\sigma = 8,284 \text{ kgf/cm}^2$$

C. Menentukan kemuluran atau elastisitas *packing element*

$$\varepsilon = \frac{l-l_0}{l_0} \times 100\%$$

$$\varepsilon = \frac{32,3 \text{ cm} - 17,1 \text{ cm}}{17,1} \times 100\%$$

$$\varepsilon = 88,88 \%$$

2.6.3 Cara Mengidentifikasi Permasalahan Pada *Rubber Packing Element*

Dengan melakukan metode *degradation* : mencatat semua aktifitas pengetesan dari awal penggantian *rubber packing element* berupa tanggal awal mulai penggantian, tanggal setiap pengetesan, lama (durasi) buka dan tutup

rubber packing element serta lamanya waktu untuk menahan *pressure*. Dengan data-data ini kemampuan atau permasalahan yang ada di *packing element* dapat diketahui.

2.7 Blow Out Prevention Degradation

Blow Out Prevention Degradation adalah merupakan suatu sistim atau cara yang dipergunakan untuk mengetahui penurunan kemampuan dari BOP, semakin sering digunakan maka kemampuan semakin berkurang (waktu penutupan akan menjadi lama), (CPI Wellsafe Regulation)

Adapun penurunan *performance* atau kemampuan dari pada BOP itu sendiri seperti contoh dibawah ini:

- a. Penutupan awal *annular* BOP adalah 8 detik
- b. Penutupan berikutnya turun menjadi 10 detik
- c. Penutupan berikutnya turun menjadi 12 detik

Note: Itu adalah tanda penurunan kemampuan *rubber packing element*, segera laporkan ke Rig supt untuk mempersiapkan penggantian *rubber packing*.

| No. | Well | Location | Pretest | | | Post Test | | | Final Status | Remarks |
|-----|----------|----------|--------------------|---|--------------------|--------------------|---|--------------------|--------------|---------|
| | | | Closing time (sec) | Pressure at Annular (kg/cm ²) | Physical Condition | Closing time (sec) | Pressure at Annular (kg/cm ²) | Physical Condition | | |
| 1 | 11/04/18 | DN-28 | 13 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 2 | 07/04/18 | DN-28 | 7 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 3 | 13/04/18 | DN-28 | 11 | 1200 | GOOD | 6 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 4 | 27/04/18 | DN-28 | 5 | 1100 | GOOD | 3 | 1100 | GOOD | 11/04/18 | |
| 5 | 08/02/18 | DN-28 | 7 | 1100 | GOOD | 3 | 1100 | GOOD | 11/04/18 | |
| 6 | 17/07/18 | DN-28 | 6 | 1200 | GOOD | 4 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 7 | 29/7/18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 4 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 8 | 14-08-18 | DN-28 | 3 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 9 | 03-08-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 10 | 27-08-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 11 | 10-09-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 12 | 16-09-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 13 | 23-09-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 14 | 30-09-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 15 | 07-10-18 | DN-28 | 20 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 16 | 18-10-18 | DN-28 | 15 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 17 | 25-10-18 | DN-28 | 15 | 1200 | GOOD | 2 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 18 | 14-11-18 | DN-28 | 7 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 19 | 20-11-18 | DN-28 | 15 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 20 | 29-11-18 | DN-28 | 5 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 21 | 07-12-18 | DN-28 | 6 | 1200 | GOOD | 7 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |
| 22 | 14-12-18 | DN-28 | 2 | 1200 | GOOD | 3 | 1200 | GOOD | 11/04/18 | |

Gambar 2.11. Contoh record BOP degradation (ACS data)

2.8 Hipotesa

Beberapa hipotesa yang dapat di rumuskan sebagai berikut :

Hipotesa 1: Terdapat adanya penurunan tekanan (kebocoran kecil) yang terjadi pada *packing element* yang digunakan di rig#01 yang menyebabkan penurunan *performance* BOP.

Hipotesa 2: Terdapat *performance* yang bagus pada *packing element* rig#02 disebabkan keelastisitasan *rubber packing element* masih terjaga.

Hipotesa 3: Terdapat kurang perawatan pada *packing element* rig#01, hal ini merupakan faktor penyebab berkurangnya *performance packing element* yang digunakan di rig#01.



BAB III

METODE PENELITIAN

Alasan dilakukannya penelitian terhadap kemampuan *performance* BOP dari data *degradation* adalah untuk mencari seberapa lama kemampuan dari pada *rubber* dan *packing element* untuk dilakukan penggetesan berulang-ulang, penggetesan yang dilakukan di lokasi sumur minyak adalah pada saat setelah selesai pemasangan BOP dan frekuensinya penggetesan sangat tinggi yang tergantung jenis-jenis pekerjaan yang dilakukan pada sumur tersebut. Analisis terhadap *performance* BOP ini dilakukan juga bertujuan untuk meminimalkan jumlah penggunaan *rubber* dan *packing element* dalam segi keekonomian penggunaan material yang berdampak terhadap biaya yang dikeluarkan atau yang digunakan dalam pekerjaan penyelesaian kontrak kerja terhadap perusahaan pemilik sumur selama kontrak kerja berlangsung, dan analisis ini juga bertujuan untuk mengetahui apakah prosedur yang dilakukan oleh pekerja *rig* dalam hal pengoperasian alat sudah benar dan sesuai.

3.1. METODE

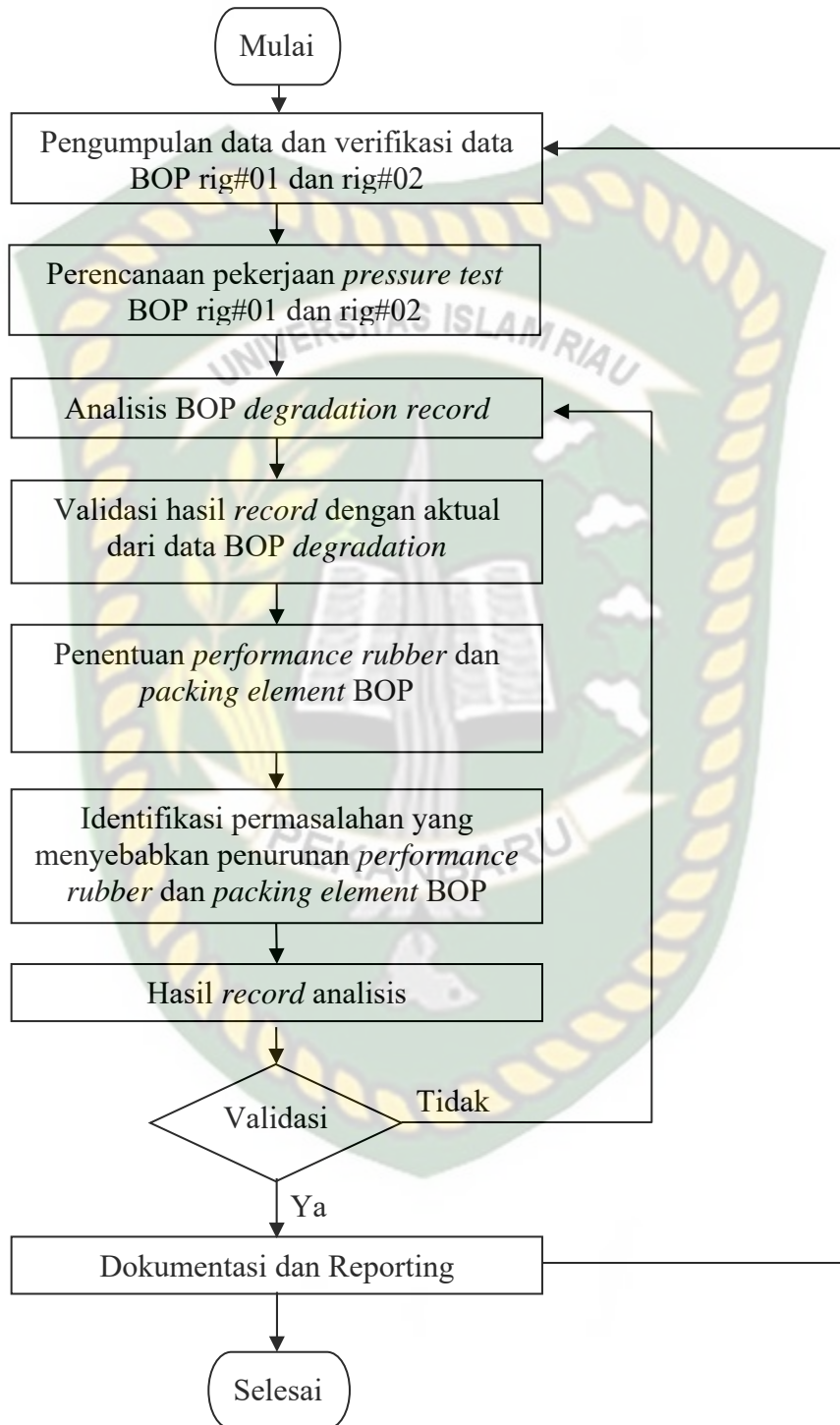
3.1.1 Metode pengambilan data

Dalam hal penelitian ini metode pengambilan atau pengumpulan data adalah dengan metode lapangan yaitu: mengambil atau mengumpulkan data hasil penggetesan BOP (*Annular BOP*, *Double Ram BOP* dan *Single Ram BOP*) yang ada di *rig-rig* yang bekerja dalam penyelesaian sumur-sumur baik pekerjaan *well service* maupun *work over*, dan pengumpulan data melalui diskusi dengan pegawai yang sebagai *leader* atau pimpinan dalam *project* atau pekerjaan yang sedang berlangsung.

3.1.2 Metode Analisis data

Analisis data dilakukan dengan melihat perbandingan dari data waktu atau durasi lamanya penutupan BOP, dari data tersebut dapat di seleksi dari berbagai kali penggetesan *rubber* dan *packing element* yang sudah mengalami penurunan *performance* dan dapat menyimpulkan tentang keadaan dari pada *rubber* dan *packing element*.

3.2 DIAGRAM ALUR PENELITIAN



3.3 DATA BOP RIG #01 DAN RIG #02

Rig #01 dan Rig#02 adalah *rig workover* yang merupakan buatan amerika (Taylor), dimana *rig* ini beroperasi pada pekerjaan penyelesaian sumur-sumur minyak pada area operasi SLO (Bangko, Balam, Minas, Pematang, Bekasap, Jurong dan Petapahan, Kota batak). Kedua *rig* ini menggunakan *Annular BOP*, *Double Ram BOP* dan *single ram BOP* ukuran 11” *inchie* buatan china dengan *manufacture* rongsheng dan BOP ini juga memiliki *rubber* dan *packing element manufacture* rongsheng, dimana material yang digunakan memiliki kemampuan yang berbeda-beda seperti yang terdapat pada tabel data BOP yang digunakan pada rig #01 dan rig #02 dalam tabel 3.1 dan 3.2.

Tabel 3.1 Data *annular dan double ram rig#01*

| Description | Mfg | Model | Size | Serial No | Top Conn | Bttm Conn |
|-------------|-----------|------------|---------------|-----------|----------|-----------|
| Double Ram | Rongsheng | 2FZ28 - 21 | 11” – 300 Psi | K15 - 017 | Stude | Flange |
| Annular | Rongsheng | FH28 - 21 | 11” – 300 Psi | K17 - 004 | Stude | Flange |

Tabel 3.2 Data *annular dan double ram rig#02*

| Description | Mfg | Model | Size | Serial No | Top Conn | Bttm Conn |
|-------------|-----------|------------|---------------|-----------|----------|-----------|
| Double Ram | Rongsheng | 2FZ28 - 21 | 11” – 300 Psi | K15 - 018 | Stude | Flange |
| Annular | Rongsheng | FH28 - 21 | 11” – 300 Psi | K17 - 002 | Stude | Flange |

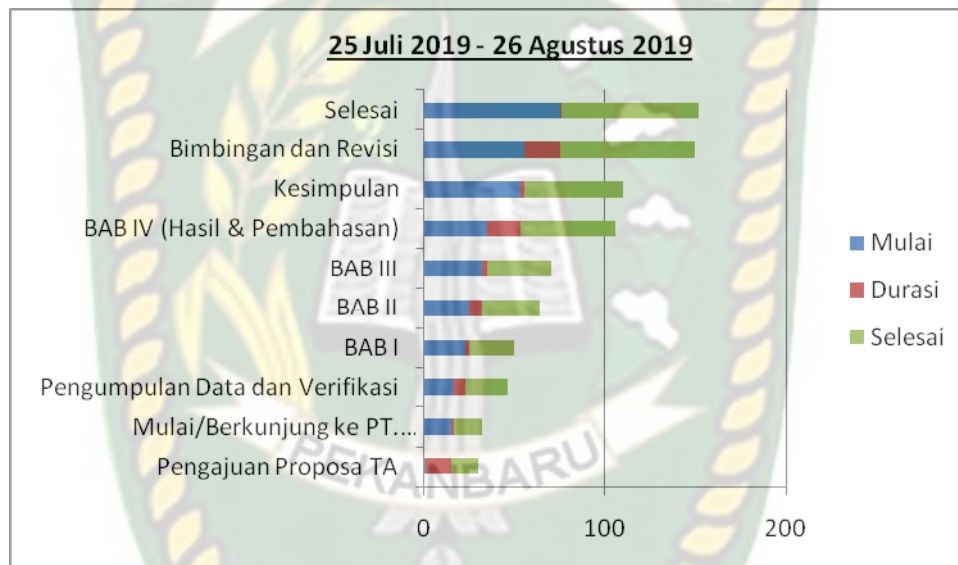
Tabel 3.2 Data *rubber dan packing element*

| Description | Mfg | Size | Serial No |
|---------------------|-----------|---------------|-----------|
| Rubber Ram BOP | Rongsheng | 11” – 300 Psi | RS002354 |
| Packing Element BOP | Rongsheng | 11” – 300 Psi | RS002472 |

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Dalam penulisan proposal tugas akhir ini penulis melakukan penelitian di PT. Asrindo Citraseni satria yang beralamat di Duri-Riau, dimana perusahaan ini bergerak di bidang jasa *rig drilling* dan *well service* yang bekerja sebagai *business partner* pengerjaan sumur-sumur ladang minyak Negara dalam pengawasan PT. Chevron Pacifik Indonesia (CPI).

3.5 JADWAL PENELITIAN



Grafik 3.1 Jadwal Penelitian

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan bertujuan untuk menentukan kemampuan *performance* dari pada masing-masing kemampuan BOP yang digunakan pada *rig#01* dan *rig#02* berdasarkan kemampuan dari pada *rubber* dan *packing element* untuk melakukan penutupan terhadap BOP berdasarkan durasi lamanya penutupan dan kemampuan dari pada *rubber* dan *packing element* untuk menahan *pressure* pada saat dilakukan pengetesan.

4.1 DATA TEST BOP RIG#01 & RIG #02

Tabel 4.1 Data *pressure test* BOP *rig#01* (Data ACS)

| No | Tanggal | Annular Element Rig #01 | | | | Blind ram Rig #01 | | | Last Pressure | BOP TEST |
|----|-----------|-------------------------|----------------|------------------------|--------------------|--------------------|----------------|--------------------|---------------|-----------|
| | | Closing time (dtk) | Pressure (psi) | Number of attempt test | Physical Condition | Closing time (dtk) | Pressure (psi) | Physical Condition | | |
| 1 | 26-Jan-19 | 12 | 1400 | 1 | Good | 7.2 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 2 | 7-Feb-19 | 16 | 1400 | 1 | Good | 7.3 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 3 | 11-Feb-19 | 14 | 1400 | 1 | Good | 7.4 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 4 | 25-Feb-19 | 14 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 5 | 26-Feb-19 | 14 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 6 | 28-Feb-19 | 13 | 1400 | 1 | Good | 9.1 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 7 | 2/30/2019 | 13 | 1400 | 1 | Good | 9.4 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 8 | 1-Mar-19 | 15 | 1400 | 1 | Good | 9.4 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 9 | 2-Mar-19 | 15 | 1400 | 1 | Good | 9.7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 10 | 4-Mar-19 | 15 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 11 | 5-Mar-19 | 15 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 12 | 7-Mar-19 | 15 | 1400 | 1 | Good | 8 | 1500 | Good | 1400 | FULL TEST |
| 13 | 8-Mar-19 | 14 | 1400 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 14 | 9-Mar-19 | 14 | 1400 | 1 | Good | 6 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 15 | 11-Mar-19 | 16 | 1400 | 1 | Good | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 16 | 12-Mar-19 | 17 | 1400 | 1 | Good | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |

| | | | | | | | | | | |
|----|-----------|----|------|---|--------|-----|------|------|------|-----------|
| 17 | 13-Mar-19 | 17 | 1400 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 18 | 15-Mar-19 | 18 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 19 | 16-Mar-19 | 18 | 1400 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 20 | 17-Mar-19 | 19 | 1400 | 1 | Good | 10 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 21 | 18-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 22 | 19-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 23 | 20-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 24 | 21-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 6 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 25 | 22-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 26 | 23-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 27 | 24-Mar-19 | 17 | 1700 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 28 | 25-Mar-19 | 18 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 29 | 26-Mar-19 | 18 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | FULL TEST |
| 30 | 27-Mar-19 | 18 | 1700 | 1 | Good | 10 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 31 | 28-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 32 | 29-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 6 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 33 | 30-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 34 | 31-Mar-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 35 | 1-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 36 | 2-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 37 | 3-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 38 | 4-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 39 | 5-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 40 | 6-Apr-19 | 19 | 1700 | 1 | Good | 9.4 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 41 | 7-Apr-19 | 20 | 1700 | 1 | Medium | 9.4 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 42 | 8-Apr-19 | 20 | 1700 | 1 | Medium | 9.6 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 43 | 9-Apr-19 | 21 | 1700 | 1 | Medium | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 44 | 10-Apr-19 | 22 | 1700 | 1 | Medium | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 45 | 11-Apr-19 | 21 | 1700 | 1 | Medium | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 46 | 12-Apr-19 | 20 | 1700 | 1 | Medium | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 47 | 13-Apr-19 | 22 | 1700 | 1 | Medium | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 48 | 14-Apr-19 | 23 | 1700 | 1 | Medium | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |

| | | | | | | | | | | |
|----|-----------|----|------|---|----------|-----|------|------|------|-----|
| 49 | 15-Apr-19 | 21 | 1700 | 1 | Medium | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 50 | 16-Apr-19 | 21 | 1700 | 1 | Medium | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 51 | 17-Apr-19 | 23 | 1700 | 1 | Medium | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 52 | 18-Apr-19 | 25 | 1700 | 1 | Not good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 53 | 19-Apr-19 | 24 | 1700 | 1 | Not good | 8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 54 | 20-Apr-19 | 23 | 1700 | 1 | Not good | 7.8 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 55 | 21-Apr-19 | 24 | 1700 | 1 | Not good | 7 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 56 | 22-Apr-19 | 25 | 1700 | 1 | Not good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 57 | 23-Apr-19 | 26 | 1700 | 1 | Not good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 58 | 24-Apr-19 | 26 | 1700 | 1 | Not good | 10 | 1500 | Good | 1400 | N/U |
| 59 | 25-Apr-19 | 27 | 1700 | 1 | Not good | 9 | 1500 | Good | 1400 | N/U |

Tabel 4.2 Data *pressure test* BOP rig#02 (Data ACS)

| No | Tanggal | Annular Element Rig #02 | | | | Blind ram Rig #02 | | | Last Pressure | BOP TEST |
|----|-----------|-------------------------|----------------|------------------------|--------------------|--------------------|----------------|--------------------|---------------|-----------|
| | | Closing time (dtk) | Pressure (psi) | Number of attempt test | Physical Condition | Closing time (dtk) | Pressure (psi) | Physical Condition | | |
| 1 | 26-Jul-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 2 | 26-Jul-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 3 | 27-Jul-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.3 | 1400 | Good | 1400 | FULL TEST |
| 4 | 27-Jul-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 5 | 28-Jul-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 6 | 29-Jul-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 7 | 30-Jul-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 8 | 1-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 9 | 2-Aug-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 10 | 3-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 11 | 4-Aug-19 | 11.2 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 12 | 5-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 13 | 6-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 14 | 7-Aug-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 15 | 8-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |

| | | | | | | | | | | |
|----|-----------|------|------|---|------|-----|------|------|------|-----------|
| 16 | 8-Aug-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 17 | 9-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 18 | 9-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 19 | 10-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 20 | 11-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 21 | 13-Aug-19 | 11.3 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 22 | 14-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 23 | 14-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 24 | 15-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 25 | 16-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 26 | 16-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 27 | 17-Aug-19 | 11.6 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | FULL TEST |
| 28 | 18-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 29 | 19-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 30 | 20-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 31 | 21-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 32 | 22-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 33 | 23-Aug-19 | 11.5 | 1700 | 1 | Good | 9.3 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 34 | 24-Aug-19 | 11.2 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 35 | 24-Aug-19 | 11.2 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 36 | 25-Aug-19 | 11.4 | 1700 | 1 | Good | 9.2 | 1400 | Good | 1400 | N/U |
| 37 | 26-Aug-19 | 11.2 | 1700 | 1 | Good | 9.1 | 1400 | Good | 1400 | N/U |

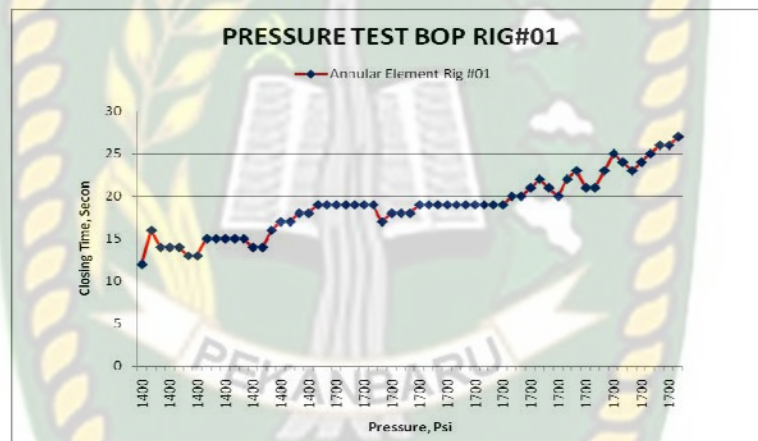
4.2 ANALISIS DATA *DEGRADATION TEST* BOP RIG#01 DAN RIG#02

Dari data hasil pengetesan BOP yang dilakukan di *rig#01* dan *rig#02* setiap kali perpindahan lokasi dan *nipple up* (N/U) BOP, dapat dilakukan analisis terhadap kemampuan dari pada *rubber* dan *packing element*, dimana dari data tersebut *performance* dari pada *rubber* dan *packing element* dapat terlihat. Analisis yang dilakukan dari data *degradation test* BOP dilakukan dengan dua bagian yaitu analisis dengan melakukan seleksi terhadap durasi waktu pengetesan

(waktu yang diperlukan untuk menutup BOP) dan analisis dengan cara penentuan *performance rubber dan packing element* (Well safe regulation, CPI).

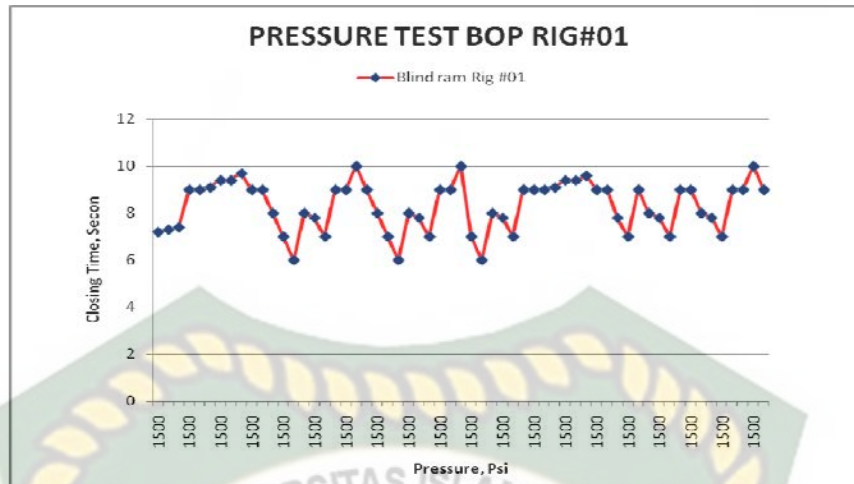
4.2.1 Seleksi Durasi Waktu Pengetesan BOP (waktu yang diperlukan untuk menutup BOP)

Seleksi durasi yang dilakukan dengan mengelompokkan waktu yang dari terendah sampai yang terbesar dari data pengetesan bertujuan untuk melihat apakah ada waktu yang lebih mendekati ke durasi yang menjadi acuan atau batasan yang telah ditetapkan oleh suatu instansi sebesar 30 dtk (Well safe regulation, CPI) dan seleksi juga didukung oleh kondisi *physical* dari pada *rubber dan packing element*, dan untuk lebih jelas dapat dilakukan *plot* antara durasi terhadap tekanan pengetesan.



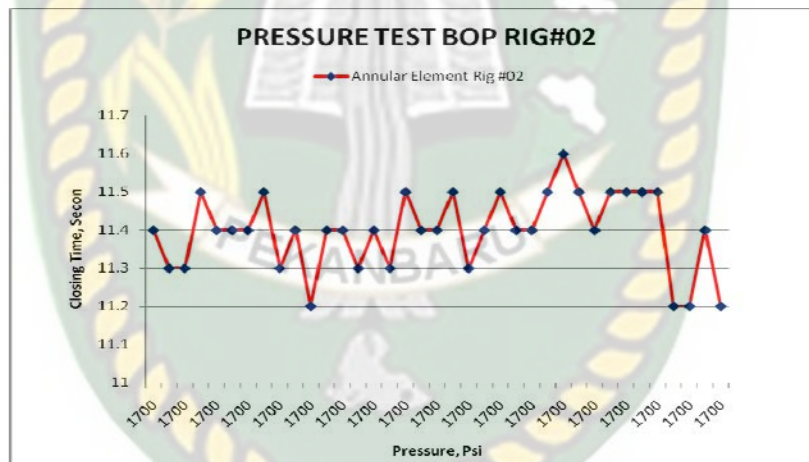
Grafik 4.1 Degradation test annular packing element rig#01 (ACS data)

Dari grafik 4.1 dapat dilihat bahwa waktu yang diperlukan untuk menutup BOP yang dilakukan di *rig#01* mengalami peningkatan dari awal dilakukan pengetesan sampai pengetesan selanjutnya dan kondisi ini sudah mendekati ke batas waktu yang telah ditentukan dan kondisi *physical* dari pada *packing element* sudah mengalami kemunduran.



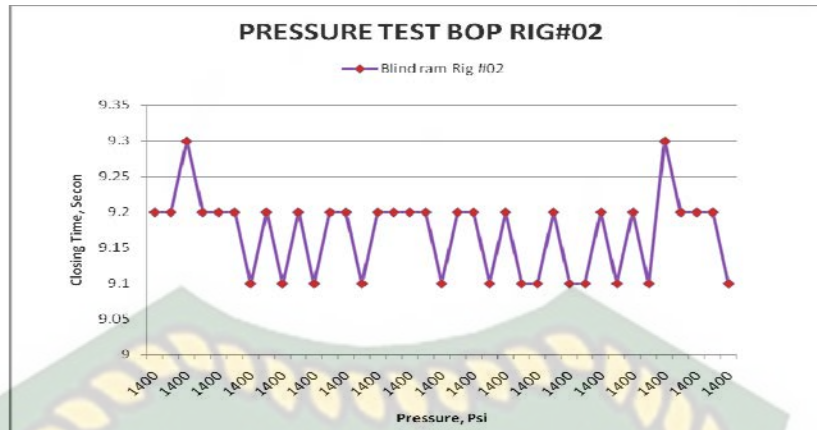
Grafik 4.2 Degradation test rubber blind ram rig#01 (ACS data)

Untuk pengtesan penutupan *blind ram* BOP, waktu yang diperlukan adalah waktu dengan kondisi normal, dengan demikian perubahan yang terjadi pada *rubber blind ram* di rig#01 adalah kondisi normal.



Grafik 4.3 Degradation test annular packing element rig#02 (ACS data)

Begitu juga yang terlihat pada pengtesan BOP (waktu yang diperlukan untuk menutup BOP) dilakukan pada rig#02 dilihat pada grafik 4.3 dapat dilihat bahwa waktu yang diperlukan adalah waktu normal, dimana dari kondisi *physical* dari pada *packing element* sangat mendukung dan tidak terjadi perubahan dan hal ini menggambarkan kondisi dari pada *packing element* masih dalam kondisi baik.

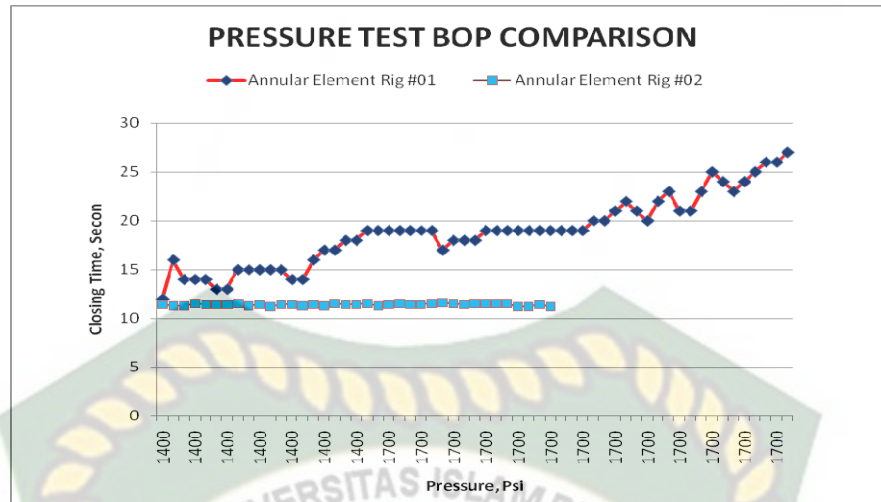


Grafik 4.4 *Degradation test rubber blind ram rig#02* (ACS data)

Pengetesan penutupan *blind ram* BOP pada grafik 4.4, waktu yang diperlukan adalah waktu dengan kondisi normal, dengan demikian perubahan yang terjadi pada *rubber blind ram* di rig#02 adalah kondisi normal dan *blind ram* di pergunakan pada kondisi-kondisi tertentu saja.

4.2.2 Penentuan *Performance Rubber Dan Packing element BOP*

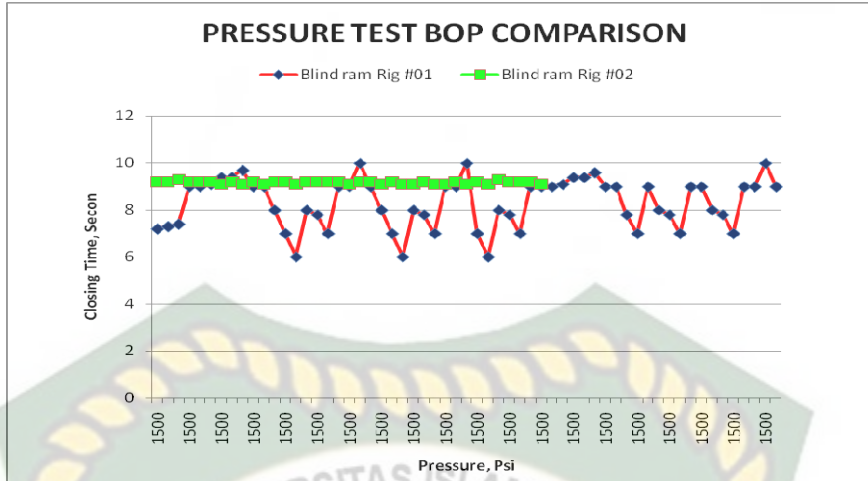
Penentuan *performance* dari pada *rubber* dan *packing element* BOP bertujuan untuk mencari batas kemampuan dari pada *rubber* dan *packing element* itu sendiri. Berdasarkan *performance* tersebut dapat dilihat kapan akan dilakukan penggantian *rubber* atau *packing element* tersebut, kemudian dapat juga diberikan gambaran apakah penggantian tersebut merupakan hal yang wajar dikarenakan kondisi *packing element* atau *rubber* tersebut dan bukan merupakan kesalahan berupa *human error* yang akan memberikan dampak negatif terhadap perusahaan sehingga menyebabkan kerugian dalam bentuk finansial. Untuk melihat *performance* dari *rubber* dan *packing element* di rig#01 dan rig#02 dapat dilihat pada grafik perbandingan *performance* di rig#01 dan rig#02.



Grafik 4.4 *Performance annular packing element rig#01 dan rig#02 (ACS data)*

Dari perbandingan *performance annular packing element* kedua rig (*rig#01 dan rig#02*), dapat dilihat kemampuan dari pada *packing element rig#01* mengalami kemunduran dan perlu dilakukan penggantian untuk pengetesan selanjutnya dan apabila *packing element* ini tidak dilakukan penggantian akan berdampak terjadinya kebocoran pada saat adanya *pressure* dari dalam sumur dan berdampak pada operasi pengerjaan sumur minyak, dari *performance* ini sangat membantu perusahaan dalam mengatasi kerugian waktu yang akan menyebabkan keterlambatan pengerjaan sumur. Untuk *performance packing element rig#02* masih pada performanya dan kondisi *physical* dalam kondisi bagus.

Selanjutnya dapat dilihat perbandingan *performance* dari pada pengetesan *rubber blind ram* antara *rig#01 dan rig#02*, *rig#01* masih dalam kondisi lebih baik dari pada *rig#02*, dimana kondisi ini juga menggambarkan tingkat sering digunakannya atau dari segi perawatan yang dilakukan terhadap *blind shear ram* dan secara *physical* kondisi *rubber blind shear ram rig#01* lebih baik dari pada *rig#02* dan untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada grafik4.5.



Grafik 4.5 Performance annular packing element rig#01 dan rig#02 (ACS data)

4.3 IDENTIFIKASI PERMASALAHAN YANG MENYEBABKAN PENURUNAN PERFORMANCE RUBBER DAN PACKING ELEMENT BOP

Permasalahan yang sering terjadi pada penurunan *performance* dari pada *rubber* dan *packing element* adalah kurangnya perawatann terhadap *rubber* dan *packing element*, suatu keadaan dimana pada saat dilakukannya pekerjaan *work over* di suatu sumur misalnya pekerjaan *squeeze*, sisa dari semen yang melekat pada *packing element* di dibersihkan dan pada saat melakukan pengetesan sisa semen akan menggajal *packing element* untuk menutup dan bila diberikan *hydraulic pressure*, sisa semen akan merusak dari pada permukaan dari pada *packing element* dan begitu juga bila dilakukan pekerjaan sirkulasi sumur dengan menggunakan fluida, sisa material yang tersirkulasi menempel pada sela-sela *packing element* tidak dibersihkan juga akan berdampak sama seperti sisa dari pada semen, untuk itu untuk menjaga agar *performance* dari pada *packing element*, perlu di tingkatkan terhadap perawatan *packing element* (kepedulian *crew* atau pekerja terhadap *packing element*).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang dilakukan di sumur minyak lapangan Z dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Penyebab penurunan *performance* yang buruk pada penggunaan *packing element* di rig#01 adalah dengan pengetesan menggunakan *pressure* 1400 Psi – 1700 Psi kondisi *annular packing element* mengalami peningkatan dari awal dilakukan pengetesan sampai pengetesan selanjutnya, kondisi ini sudah mendekati ke batas waktu yang telah ditentukan dan kondisi *physical* dari pada *packing element* sudah mengalami kemunduran
2. Dari analisis menggunakan metode *degradation* diketahui *performance* dari *rubber packing element* di rig#01 *closing time* hingga 27 detik sudah mendekati batasan yang telah ditetapkan suatu instansi sebesar 30 detik (Well safe regulation, CPI) yakni memiliki *performance* yang buruk di bandingkan dengan rig#02 yang mana *degradation test annular packing element* rig#02 pada *pressure* 1700 Psi *closing time* masih di angka 11 *sec*. Kondisi *rubber packing element* rig#01 perlu dilakukan penggantian agar tidak memberikan dampak yang negatif terhadap operasional sumur dan khusus nya perusahaan rig tersebut.

5.2 Saran

Disarankan untuk penelitian yang dilakukan oleh peneliti selanjutnya dapat membandingkan kemampuan *performance* BOP dari data *degradation test* dengan menggunakan merek lain.

DAFTAR PUSTAKA

- API RP 53 Edisi Ketiga, Maret 1997, tentang Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells.
- Aris Buntoro, Teknik Pemboran.
- Aminuddin, ardian. 2007. Peralatan Pencegah Semburan Liar. Jakarta.
- Agus Alexandri, Forum Teknologi, Vol 5 No 4.
- Bode, 1997. Blowout Preventer Testing Apparatus.
- C. M. King, 1945. Packing Device.
- Departemen Energi dan Sumber Mineral. 2007. Peralatan Pencegah Semburan Liar. Halaman VIII/1 – VIII/59. IADC : “Kursus well control”.
- Dokumen Rig #01 & Rig#02. 2018. “Kumpulan Dokumen”.
- Dixon et al, 1978. Casing Seal And Blowout Preventer Tester And Test Method.
- George E. Lewis, 1970. Well Pressure Compensated Well Blowout Preventer.
- Glenn C. Parks, Jr, 1984. Variable Bore ram Packing Element And Blowout Preventer.
- Guo et al. 2014. Blowout Preventer And Rams.
- Huey et al, 1984. Well Blowout Preventer, And Packing Element.
- IADC Pusdiklat Migas Manual, 2014, IADC Drilling Well Control, Cepu, Indonesia.
- Lewis et al, 1975. Controlled Closing Pattern Packing Unit For Blowout Preventer.
- Mayo JH, 1985. Process Of Testing Blow-Out Preventer Without Pulling The Wear Bushing.
- McGrath et al, 2014. System and Method For Providing Additional Blowout Preventer Control Redundancy.
- Mutlu mete et al, 2017. Qualitative Fault Tree Analysis of Blow Preventer Control System for Real Time Availability Monitoring.
- Mutlu mete et al, 2018. Real Time Condition And Performance Monitoring of a Subsea Blowout Preventer Pipe Ram.
- PT. CPI., (2011). Well Work and Completion, “MAB”. Duri-Riau.

R. WW. Walker, 1967. Blowout preventer.

Van Vegchel J. , 2006, Well Control and Blowout Prevention, University of New South Wales, Australia.

Yahya Januarilham, 2012. Analysis of Component Criticality in the Blowout Preventer.

Williams et al, 1997. Rotating Blowout Preventer
WOM, BOP Catalog

