

INSPEKSI *BLOW OUT PREVENTER* DI PT. BHS

Bambang Yudho Suranta^{1*}, Sasya Nurul Alfie Chabibah¹, Rio Yanuarta¹, Muhammad Furqan Adhim Muhadir¹, Syukri Ghadoli¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas Cepu, Jl. Gajah Mada 38, Cepu, Bora, Jawa Tengah, 5812, Indonesia.

*Email: yudhosuranta@gmail.com

ABSTRAK

Pengeboran termasuk salah satu aktivitas beresiko sangat tinggi, ialah dapat terjadi semburan liar berupa fluida ataupun gas dan dapat beresiko menyebabkan kerusakan pada peralatan, lingkungan sekitar, bahkan bisa menyebabkan kematian. Dampak peralatan utama pengeboran yang sering mengalami kesalahan teknis paling banyak, sehingga pemeliharaan juga peralatan yang baik menjadi faktor suatu penentu kesuksesan atau keberhasilan suatu kegiatan dalam pengeboran. Sistem *Blow Out Preventer* (BOP) haruslah direncanakan pengerjaannya untuk memastikan sistem bekerja dengan baik. Maka dari itu diperlukan beberapa uji coba. Diantaranya melakukan *wellbore test* dan Tes uji kelayakan melalui *Function Test* yang mengacu pada *American Petroleum Institute* (API) RP 53 dengan menggunakan Accumulator unit untuk melakukan uji tekanan dan fungsi pada Annular dan Double Ram. Penulis juga melakukan perhitungan dari kapasitas botol dari Accumulator Unit. Karena fungsinya sebagai pengaman, maka suatu sistem BOP yang digunakan dalam penelitian di rig#99 BDSI berlokasi di PTN Field, Well PTN#99 dengan besar maksimum working pressure 5000 psi, setelah dilakukan perhitungan pada *Bottom Hole Pressure* (BHP) dengan nilai 1.558 psi dan *Working Pressure* 1.860 psi. Dapat dikatakan BOP yang digunakan di rig #99 BDSI layak digunakan dan aman digunakan.

Kata Kunci: *BOP, Accumulator, Function Test, Pressure Test, Spesifikasi*

1. PENDAHULUAN

Kegiatan di bidang minyak dan gas bumi mempunyai resiko yang tinggi dilihat dari segi modal dan keselamatan. Secara keselamatan maka dalam kegiatan pemboran dan workover dan wellservice diperlukan peralatan yang memenuhi aspek keselamatan yang tinggi. Untuk itu Blow out preventer (BOP) harus memenuhi standar yang telah ditentukan oleh API (*American Petroleum Institute*) [1].

BOP sebelum dilakukan inspeksi dan test sesuai dengan API RP 53 [2]. Selain itu Pemerintah juga akan melakukan tugas untuk mengeluarkan surat ijin operasi dan juga Perusahaan akan melakukan test secara rutin. Test uji fungsi dan test pressure untuk BOP dan kelengkapannya. Hal ini dilakukan untuk menjaga keamanan jiwa dan asset dari Perusahaan [3].

Kegagalan dalam pengoperasian BOP (*Blow Out Preventer*) menutup dan membuka dapat menyebabkan kecelakaan fatal bagi para *crew* / pekerja. Oleh karena itu kualitas BOP (*Blow Out Preventer*) harus sesuai dengan peraturan yang berlaku dan mengikuti prinsip-prinsip teknik yang baik. Oleh karena itu inspeksi dan uji atau test BOP harus rutin dilakukan agar operasi pemboran dan *workover* dan *well service* tidak ada kendala [4].

2. METODE

Penelitian ini dilakukan dilapangan PTN pada saat sebelum melakukan pengeboran dan workover dan *wellservice* sebelum melaksanakan *well service* sesuai dengan API RP 53, langkahnya sebagai berikut.

Inspeksi Annular BOP secara visual sesuai prosedur API RP 53 [5]. BOP setelah sampai di Lokasi atau yard dilakukan pembongkaran dan diperiksa komponen-komponennya yang rusak dipisahkan, proses ini didokumentasikan dan dicatat

Inspeksi RAM Preventer BOP secara visual sesuai prosedur. RAM preventer dilakukan pemeriksaan secara visual kemudian dilakukan pengukuran dimensi dan ukuran BOP secara menyeluruh sesuai prosedur kemudian dilakukan pembersihan [3]. Pada tahap ini proses pembersihan dan dilakukan sand *blasting* dilakukan secara menyeluruh. Selanjutnya dilakukan rekomendasi terhadap setiap komponen yang telah di inspeksi.

Melakukan uji fungsi BOP Stack yaitu melakukan buka tutup sesuai dengan waktu yang telah ditentukan sesuai prosedur. Peralatan yang telah diperbaiki dilakukan pengujian tekanan yang meliputi; test hidrolis, test wellbore (tekanan tinggi dan tekanan rendah). Pengujian itu dilakukan oleh pemilik BOP dan inspektur migas. Setelah dilakukan pengujian akhir dan tidak ada kebocoran, tahap selanjutnya dilakukan proteksi terhadap semua daerah kritis dengan coating [3].

Jika inspeksi sudah memenuhi syarat API RP 53 maka inspeksi telah selesai, apabila tidak sesuai maka harus diperbaiki. Terdapat tiga jenis pengujian BOP yaitu uji fungsi (*function test*), uji tekanan (*pressure test*), hidraulic test [4]. Uji fungsi adalah pengujian pada BOP untuk memastikan bahwa BOP dapat berfungsi dengan baik [6]. Well bore test adalah pengujian pada BOP dengan memberikan tekanan tertentu pada BOP untuk mengetahui ketahanan BOP menghadapi tekanan. Hidraulic test adalah pengujian pada BOP dengan memberikan tekanan pada komponen BOP yang bekerja secara hidrolis. Jika semua telah dilakukan maka inspeksi telah selesai [6].

3. PEMBAHASAN

A. Penentuan BOP

Saat BOP ingin di operasikan yang pertama perlu dilakukan adalah menghitung *working pressure* BOP pada Rig BHS, bertujuan untuk layak dan aman digunakan dalam pengoperasian apabila diberikan *pressure*. Cara menentukan *working pressure* BOP dengan menggunakan rumus berikut :

$$BHP = 0,052 \times Mw \times TVD + SP \text{ (Surface Pressure)} \quad (1)$$

Dalam kegiatan melakukan *well service* sumur-sumur di lapangan PTN karena sudah lama berproduksi tekanan sudah menurun sehingga tekanan *surface pressure* relatif rendah seperti terlihat pada data lapangan sumur pada tabel 1 berikut.

Tabel.1 Data Lapangan Sumur

No.	Keterangan	Hasil
1.	<i>Mw</i>	8,386 lb/gal
2.	<i>TVD</i>	3.229,43 ft
3.	<i>SP</i>	150 psig

$$BHP = 0,052 \times 8,386 \times 3.229,43 + 150$$

$$= 1.558 \text{ psi}$$

Working Pressure BOP yang digunakan harus 20 % diatas *Bottom Hole Pressure*. *Working Pressure* BOP (perhitungan Perusahaan) [2]. Namun demikian tekanan kerja BOP jauh lebih tinggi dari tekanan MASP yang selama ini terjadi, sehingga kemampuan *working pressure* BOP masih aman. Dari perhitungan *working pressure* maka diperoleh :

$$\begin{aligned}
 &= \text{BHP} + 20\% \text{ BHP} & (2) \\
 &= 1.558 + 20\% \times 1.558 \\
 &= 1.869 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Dalam pelaksanaan pekerjaan pemboran dan WO/WS menggunakan susunan BOP stack, persyaratan minimum yang harus dipenuhi adalah adanya annular BOP dan Ram BOP [1]. Hal ini penting karena jika terjadi *Blow Out* dan Annular BOP mengalami kerusakan, kita masih dapat menggunakan Ram BOP sebagai alternatif [5]. BOP annular merupakan perangkat pengaman yang dilengkapi dengan packing elemen terbuat dari karet yang berfungsi untuk menutup ruang annulus secara rapat. Penutupan ini dapat dilakukan baik saat lubang annulus kosong maupun saat serangkaian pipa bor ada didalamnya. Fungsi utama elemen karet ini adalah untuk memastikan bahwa penutupan dilakukan dengan cara yang aman dan terkendali, terlepas dari kondisi yang berlaku di dalam lubang, untuk memfasilitasi kontrol tekanan yang optimal selama operasi pengeboran [6]. Pada rig BHS. BOP stack yang digunakan terdiri dari 1 *Set Annular Preventer* dan 1 *Set Double Ram Type Preventer* dan 1 *Set Double Ram Type Preventer* (1 *Set Blind Ram* dan 1 *Set Pipe Ram*).

B. Data Spesifikasi Peralatan

Rangkaian peralatan *Blow Out Preventer* yang dipergunakan di Desa PT atau PTN *field*, *Well* PTN terdiri dari Annular BOP, *Double Ram BOP*, *Drilling Spool*, *Choke* Manifold, *Kill* Manifold dan BOP *Accumulator*.

- Annular BOP

Annular BOP berfungsi untuk menutup sekitar pipa atau annulus dan dapat menutup *wire-line* atau lubang kosong dalam situasi darurat. Annular BOP dilengkapi packing elemen yang terbuat dari karet yang berfungsi untuk menutup area sekitar pipa atau annulus [8]. Pada PTN *field* kali ini menggunakan annular BOP yang memiliki *working pressure* 5.000 ppsi dan *Bore Size* 7 1/6".

- Double Ram BOP

Double Ram BOP yang ditunjukkan pada PTN *field* kali ini terdiri dari satu *set pipe ram* dan satu *set blind ram*. *Pipe Ram* berperan untuk menutup lubang ketika ada pipa dengan ukuran yang sesuai dengan desain Ram, misalnya saat menggunakan pipa berukuran 3 1/2", maka *Pipe Ram* yang digunakan akan berukuran 3 1/2" juga. Ram akan membuka dan menutup saat piston di dorong oleh tekanan cairan hidrolik dari *accumulator* [3]. *Blind Ram* adalah alat pengaman yang menutup lubang bor saat tidak ada pipa di dalamnya. Alat ini berfungsi untuk menutup sumur pada saat lubang kosong atau tidak ada pipa didalam sumur, sehingga sumur akan ditutup secara sempurna. *Double Ram BOP* yang digunakan pada *field* kali ini memiliki *working pressure* sebesar 5.000 psi dan *Bore Size* (Ukuran Lubang) sebesar 7 1/6" [3].

- Drilling Spool

Drilling Spool berperan sebagai penghubung antara *choke line* dan *kill line* pada *blowout preventer*. *Choke line* dan *kill line* ini dapat dipasang langsung pada *side outlet* pada rangkaian BOP [2]. Tujuan penempatan *choke line* dan *kill line* pada rangkaian BOP ini adalah untuk mengeliminasi penggunaan *drilling spool*. Hal ini membuat *BOP stack* lebih pendek dan dengan lebih sedikit sambungan. Hal ini membuat desain lebih efisien, kompak, dan andal. Dengan *Flange Connection* 3 1/8" 5000 Psi R35, 8 *Holes*, *outlet width* (lebar) 59cm dan *height* (tinggi): 59,5cm.

- Choke Manifold

Choke manifold ini berperan sebagai penhatur tekanan balik (*back pressure*) pada annulus serta dapat mengontrol tekanan aliran lumpur dari annulus pada saat menangani *kick* [3]. *Choke manifold* yang digunakan pada rig BHS ini memiliki *working pressure minimum* yang sama dengan tekanan BOP yang terpasang. Tekanan BOP yang bekerja adalah 5.000 Psi dengan main bore berukuran 3 1/8 x 2-1/16 [3].

- *Accumulator unit*

Ketika terjadi *kick* pada sumur PTN dapat ditangani dengan menggunakan *accumulator unit* dengan dilengkapi tuas sebagai pembuka dan penutup posisi piston BOP, memiliki *working pressure* 3.000 Psi.

C. Pemeriksaan dan Perawatan BOP

Sesuai dengan API RP 53 Blowout preventer (BOP) wajib dibongkar dan diperiksa secara berkala, sesuai dengan pedoman yang ditetapkan oleh produsen [5]. Pemeriksaan ini harus dilakukan di ARF (*Authorised Repair Factory*), yaitu tempat usaha resmi yang memiliki kewenangan untuk memperbaiki dan memeriksa komponen BOP [1]. Di tempat ini, proses pemeriksaan dilakukan dengan sangat hati-hati dan memperhatikan detail, guna memastikan bahwa BOP berfungsi dengan benar dan mematuhi semua standar keselamatan yang berlaku [5].

1. Tahap Penerimaan

Tahap ini merupakan tahap Dimana BOP diterima di *workshop*.

2. Tahap Pembongkaran dan Pembersihan

BOP dibongkar dan setiap bagiannya diberi tanda. Bagian yang rusak atau cacat dipisahkan dari bagian lainnya. Hal ini dilakukan agar bagian yang perlu diganti atau diperbaiki dapat dilakukan sebelum BOP dipasang kembali. Hal ini membantu menjaga sistem tetap aman dan berfungsi dengan baik.

3. Tahap Inspeksi

Setelah proses pembersihan, dilakukan pengujian pada komponen BOP, yang meliputi *Function Test* dan *Pressure Test* pada *Annular* dan *Double Ram* [5].

D. Penjelasan Hasil Penelitian

Saat BOP ingin dioperasikan yang pertama perlu dilakukan adalah menghitung *working pressure* BOP pada Rig BHS bertujuan untuk layak pakai dan aman digunakan dalam pengoperasian apabila diberikan *pressure* [2]. Pada sumur Rig BHS menggunakan BOP *Stack*: 5M-7 1/16" SRdA, yang berarti:

- 5000 psi tekanan kerja
- 7 1/16" *Bore size*
- *Stack* yang disebut mulai dari bawah: *Spool*, *Double Ram type BOP* dan *Annular type BOP*.

Dalam pelaksanaan pekerjaan pemboran dan WO/WS menggunakan susunan BOP *Stack*, persyaratan minimum yang dipenuhi adalah adanya *annular BOP* dan *Ram BOP* [7]. Hal ini penting karena jika terjadi *blowout* dan *annular BOP* mengalami kerusakan, kita masih dapat menggunakan *Ram BOP* sebagai alternatif. *Annular preventer* memiliki segel karet untuk menjaga lubang *annular* tetap rapat. Penyegelan ini dapat dilakukan dengan atau tanpa pipa bor di dalam lubang. Elemen karet ini menjaga lubang tetap tertutup, yang membantu menjaga tekanan dan mencegah kebocoran selama pengeboran. Pada PT. BHS *BOP stack* yang digunakan terdiri dari 1 set *Annular preventer* (1 set *blind Ram* dan 1 set *pipe Ram*).

E. Data Spesifikasi Peralatan

Peralatan BOP (*Blow Out Preventer*) yang digunakan di lapangan PTN yang terletak di daerah Desa PTN, PTN *Field* yang terdiri dari *Annular BOP*, *Double Ram BOP*, *Drilling Spool*, *Choke Manifold*, *Kill Manifold* dan *BOP Accumulator*.

BOP annular berfungsi penutup pipa sumur jika ada pipa maupun tidak ada pipa. BOP ini dapat menutup jika ada kabel atau lubang kosong dalam keadaan darurat [2]. *Annular BOP* dilengkapi dengan packing elemen terbuat dari karet yang berfungsi untuk menutup area sekitar pipa atau annulus. Pada Rig BHS di Daerah Desa PTN, PTN *Field Well* PTN menggunakan

annular BOP yang memiliki *working pressure* 5.000 psi dan *bore size* 7 1/16" dengan pabrik pembuat Rongseng Machinery Manufacture Lt.d of Huabei Oilfield, Huebei.

Pada BOP juga terdapat *Double Ram BOP* yang digunakan di Rig BHS terdiri dari satu *set pipe Ram* dan satu *set blind Ram*. *Pipe Ram* berperan untuk menutup lubang ketika ada pipa dengan ukuran yang sesuai dengan desain *Ram*, misalnya saat menggunakan pipa berukuran 3½", maka *Pipe Ram* yang digunakan akan berukuran 3½" pula [7]. *Ram* akan membuka dan menutup saat piston didorong oleh tekanan cairan hidrolik. Sementara, *Blind Ram* adalah alat pengaman yang menutup lubang bor saat tidak ada pipa di dalamnya. Alat ini menjaga lubang bor tetap tertutup saat tidak ada pipa di dalamnya jika terjadi kick. Hal ini akan menghentikan keluarnya cairan kick atau tekanan.

Double Ram BOP yang digunakan di Rig BHS Indonesia memiliki *working pressure* sebesar 5.000 psi dan *bore size* (ukuran lubang bor) sebesar 7 1/16". *Drilling Spool* berperan sebagai penghubung antara *Choke Line* dan *Kill Line* dengan *Blowout Preventer*. Namun, saat ini *choke line* dan *kill line* dapat langsung dipasang pada *side outlet* yang berada di *Body BOP*. Penempatan *Choke line* dan *Kill line* pada *Body BOP* memiliki tujuan untuk mengeliminasi penggunaan *drilling spool* [5]. Hal ini dapat membantu mengurangi tinggi total *BOP Stack* dan juga mengurangi jumlah sambungan pada *BOP Stack*. Dengan *Flange Connection* 3 1/8" 5000 psi R35, 8 Holes, *Outlet width* (lebar) 59 cm dan *height* (tinggi) sebesar 59,5 cm [2].

Choke Manifold berperan dalam mengatur tekanan balik (*back pressure*) di annulus serta mengontrol aliran lumpur dari annulus saat mengatasi *kick*. *Choke Manifold* yang digunakan di bawah *BOP* berfungsi dengan baik [3]. *Wellbore test* mengukur seberapa baik pencegah semburan liar (BOP) dapat menahan tekanan. Uji ini memastikan BOP dapat beroperasi dengan baik di bawah tekanan tinggi selama pengeboran. Uji hidrolik menilai fungsionalitas sistem hidrolik pada BOP dengan menekan komponen PSL. Inspeksi BOP biasanya mencakup uji fungsi dan uji lubang sumur. Uji fungsi memeriksa apakah semua fungsi BOP berfungsi dengan baik. *Wellbore test* mengukur ketahanan terhadap tekanan [2].

F. Pemeriksaan dan Perawatan BOP

Berdasarkan API RP 53, *Blow Out Preventer* (BOP) harus dilakukan pembongkaran dan diperiksa sesuai dengan manufaktur. Pemeriksaan tersebut dilakukan dan diperiksa di ARF (*Authorized Repair Factory*) [5] yaitu:

- Tahap Penerimaan
Tahap ini merupakan dimana BOP diterima di *workshop*
- Tahap Pembongkaran dan Pembersihan
Tahap selanjutnya adalah BOP dibongkar dan ditandai setiap komponennya, kemudian masing-masing komponen yang rusak dipisahkan.
- Tahap Inspeksi
Setelah proses pembersihan, dilakukan pengujian pada komponen BOP, yang meliputi *function test* dan *pressure test* pada *annular* dan *double Ram*.

G. 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 memeriksa apakah semua komponen pencegah semburan liar (BOP) berfungsi sebagaimana mestinya. Uji lubang sumur juga memeriksa seberapa baik BOP dapat menahan tekanan tinggi selama pengeboran. Uji hidrolik memeriksa komponen BOP yang bekerja dengan sistem hidrolik [5]. Inspeksi BOP rutin, dua jenis pengujian umumnya dilakukan adalah *function test* dan *wellbore test*.

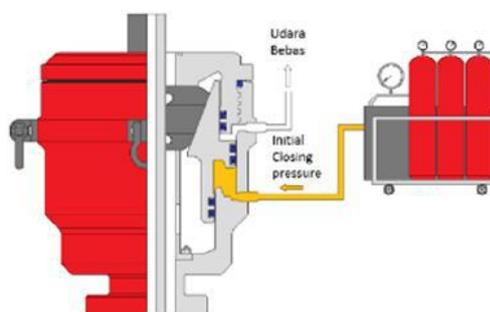
Function Test dilakukan pada *annular preventer*, *pipe Ram*, dan *blind Ram BOP*. Sesuai dengan pedoman API RP 53, pengujian ini harus dilakukan seminggu sekali, dan harus dilakukan ketika dilakukan ketika rangkaian tubing masih berada dalam sumur. Tujuan

pengujian ini harus dilakukan seminggu sekali, dan harus dilakukan ketika rangkaian tubing masih berada dalam sumur. Tujuan pengujian ini adalah memastikan bahwa BOP dapat berfungsi dengan baik dan tidak ada kendala saat membuka dan menutup *packing element* BOP [5].

Waktu maksimum untuk menutup *packing element* BOP. Waktu maksimum untuk menutup annular sesuai API 53 untuk ukuran lebih kecil 18 ¾" adalah 30 detik jika lebih besar 25 detik maka BOP tidak sesuai standard dan harus sesuai dengan API RP 53 kemudian di perbaiki sesuai standard yang tertera [5]. Sedangkan untuk annular berukuran lebih besar 18 ¾" waktu maksimumnya adalah 45 detik. Untuk setiap ram waktu maksimum untuk membuka dan menutupnya adalah 30 detik [7]. Pengujian ini dilakukan dalam kondisi *packing element* dalam posisi terbuka dan tertutup, dan harus menggunakan cairan dan oli yang bersih sesuai dengan standar yang direkomendasikan. Keefisienan dalam penutupan annular tidak bisa dilihat seberapa dari berapa detik saat menutup, karena semua tergantung kegunaan masing-masing [8].

Pada saat pengujian penutupan annular BOP, *accumulator* dihubungkan ke port penutup annular BOP, dan kemudian dilakukan pemompaan dengan tekanan yang membuat piston naik sehingga membuat *rubber packing element* dapat menutup. Waktu dan tekanan yang diperlukan untuk membuat piston annular BOP naik dan *rubber packing element* menutup harus dicatat [2].

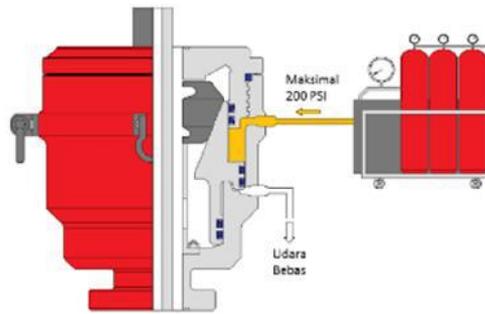
Pada saat pengujian pembukaan annular BOP, *accumulator* dihubungkan ke port pembuka annular BOP. Kemudian, tekanan dipompa hingga piston turun dan membuat *rubber packing element* membuka. Penting untuk memastikan tidak ada kenaikan tekanan yang diperlukan agar piston annular BOP turun dan *rubber packing element* membuka harus dicatat dengan segera. Jika terjadi hambatan atau kenaikan tekanan yang melebihi 200 psi saat piston akan turun, segera hubungi ARF (*Authorized Repair Facilities*) untuk melakukan perbaikan [2].



Gambar.1 Uji Fungsi Annular (Closed)

Gambar.1 Merupakan Uji Fungsi Annular (*Closed*). Uji seminggu sekali berdasarkan API RP 53. Uji saat drill string berada di dalam casing. Uji fungsi dilakukan pada BOP annular dan ram. Pada siklus BOP annular, tutup operasi, sambungkan selang dari akumulator ke port penutup, lalu operasikan pompa untuk meningkatkan tekanan hingga piston naik. Waktu dan tekanan yang dibutuhkan piston untuk naik [1].

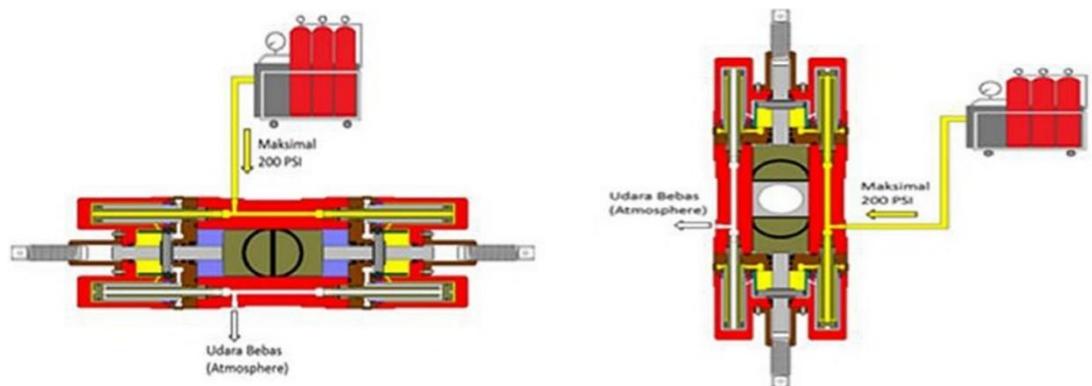
Gambar.2 Merupakan Uji Fungsi Annular (*Opened*), Dalam operasi buka, selang dihubungkan dari akumulator ke port terbuka, dan pompa dioperasikan hingga piston mencapai titik terendah tanpa peningkatan tekanan. Selanjutnya, piston dibiarkan terus turun hingga mencapai titik terendah. Setelah piston mencapai titik yang ditentukan, tekanan dilepaskan untuk mengakhiri proses [2].



Gambar 2. Uji Fungsi Annular (Opened)

Function test pada *Double Ram BOP* memiliki prosedur yang mirip dengan pengujian pada annular BOP. Penutupan *Double Ram BOP* dilakukan dengan memberikan tekanan melalui port dengan memberikan tekanan melalui port koneksi penutup untuk menggerakkan piston ke dalam, sehingga ruang penutup terisi sepenuhnya dengan tekanan yang lebih dari 200 psi, setelah itu tekanan dilepaskan. Penting untuk mencatat waktu dan tekanan yang diperlukan untuk membuka masing-masing Ram BOP [2].

Dalam proses membuka *Double RAM BOP*, tekanan diberikan untuk menggerakkan piston ke arah luar hingga mencapai tekanan sekitar 200 psi. *Double RAM BOP* yang beroperasi dengan baik pada Rig BHS harus mampu membuka dan menutup dalam waktu maksimal 6 detik untuk setiap prosesnya.



Gambar 3. Uji Fungsi Double Ram (Closed & Opened)

Gambar 3 Merupakan Uji Fungsi *Double Ram Closed & Opened*, Disarankan agar tekanan yang dimaksud tidak melebihi 200 psi. Hal ini diindikasikan untuk mencegah kerusakan pada komponen karet. Sangat penting bahwa ukuran pipa casing yang tepat digunakan bersama dengan *pipe ram assembly*, jika yang terakhir diterapkan dan dipasang di BOP [9].

Prosedur *Function Test* :

1. Catat tekanan awal *accumulator* sebesar 3000 Psi.
2. Matikan pompa elektrik dan pompa *pneumatic*.
3. Tutup Ram dan Annular dengan memberi tekanan melalui HCR.
4. Tunggu sampai tekanan stabil dilihat dari *accumulator pressure*
5. Catat waktu pengujian tiap Ram dan Annular, catat tekanan *accumulator*nya.
6. Buka *Ram* dan *Annular*
7. Catat waktu buka Ram dan Annular, Catat tekanan *Accumulator*nya
8. Catat tekanan akhir *Accumulator*.
9. Catat semua hasil ke dalam format yang sudah ditentukan.

Tabel 2. Function Test BOP Closing Test

Testing	Time (sec)	Less Pressure In Accumulator (Psi)
Annular Close	12	3000
Annular Open	12	2800
Pipe Ram Close	3	2500
Pipe Ram Open	3	2300
Blind Ram Close	3	2000
Blind Ram Open	3	1800

Tabel.3 Uji Tekanan Wellbore Test

Preventer Type	Manufactured by	Manufacture type	Stack Size	Working Pressure
Annular BOP	Rongsheng Machinery Manufacture Ltd. Of Huabei Oilfield, Huabei.	2FZ35-35	7 1/6"	5.000 Psi.
Pipe Ram	Rongsheng Machinery Manufacture Ltd. Of Huabei Oilfield, Huabei.	2FZ35-35	7 1/6"	5.000 Psi.
Blind Ram	Rongsheng Machinery Manufacture Ltd. Of Huebei Oilfield, Huabei.	2FZ35-35	7 1/6"	5.000 Psi.

Volume fluida hidrolik yang diperlukan untuk menutup BOP Stack adalah sebesar 11,5 gallon seperti tabel 4.

Tabel 4. Kebutuhan fluida hidrolik

Preventer Type	Manufacture by	Manufacture Type	Stack Size	Working Pressure	Gallon in Close
Annular BOP	Rongseng Machinery Manufacturer Ltd. Of Huabey Oilfield, Huabei	2FZ35-35	7 1/16"	5000 Psi	5.5 Galllon
Pipe Ram	Rongseng Machinery Manufacturer Ltd. Of Huabey Oilfield, Huabei	2FZ35-35	7 1/16"	5000 Psi	3.0 Galllon
Blind Ram	Rongseng Machinery Manufacturer Ltd. Of Huabey Oilfield, Huabei	2FZ35-35	7 1/16"	5000 Psi	3.0 Galllon
Total					11.5 Gallon

Sesuai dengan API RP 53, *accumulator unit* harus dapat menyediakan *volume* fluida hidrolik minimal dua kali lipat dari *volume* yang dibutuhkan untuk menutup *BOP Stack*. Oleh karena itu, *volume minimum* yang harus dihasilkan oleh *accumulator unit* adalah V_y . $V_y = 2 \times 11.5 = 23$ gallon. Total *volume nominal capacity accumulator unit* yang dibutuhkan dengan tekanan kerja 3000 psi (V_x) adalah:

$$\begin{aligned}
 V_x &= \frac{V_v}{\frac{P_3}{P_2} - \frac{P_3}{P_1}} & (3) \\
 &= \frac{23}{\frac{1000}{1200} - \frac{1000}{3000}} \\
 &= 46 \text{ gallon}
 \end{aligned}$$

Maka *total volume Nominal Capacity Accumulator Tank* harus sebesar 46 gallon. Pada *Accumulator Unit 3000 psi Rig BHS* menggunakan *Accumulator Tank* sebesar 84.5 gallon atau 320 liter, maka *Accumulator Tank* pada Rig BHS telah memenuhi standar API RP 53 [10].

4. SIMPULAN

BOP merupakan komponen utama dalam industri perminyakan dan gas untuk menangani *kick* dalam operasi pemboran, *work over & well service (WOWS)*. Spesifikasi dari unit BOP yang digunakan dalam pengoperasian di lapangan Desa PTN, PTN Field, Rig BHS dibuat oleh Rongsheng Machinery Manufacture Ltd. Of Huabei Oilfield, Huebei, dengan model 2FZ35-35, S/N 2013-089 pada *Annular BOP* dengan *working pressure 5.000 psi, double Ram 5.000 Psi, Drilling Spool 5000 psi* dan *Accumulator 3.000 psi*.

Inspeksi BOP sangat penting untuk diperhatikan agar dapat menjaga kinerja BOP supaya selalu dalam kondisi siap pakai dan untuk memastikan BOP dalam keadaan baik. *Function test* dan *Wellbore test* pada BOP merupakan pemeriksaan rutin yang dilakukan pada WO/WS, atau secara waktu selama 21 hari untuk *wellbore test* dan 1 minggu untuk *function test*.

BOP dengan maksimum *working pressure 5000 Psi* di lapangan Drilling Service Indonesia layak dan aman digunakan dalam pengoperasian, karena telah dilakukan penentuan BOP dengan melakukan perhitungan pada BHP (*Bottom Hole Pressure*) sesuai standard API RP 53 *Third Edition March 1997* dan maksimum *Working Pressure* sebesar 1.869 Psi.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Adams, N. J. (1985). "*Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*". Oklahoma: Pennwell Books.
- [2] API Spec 16 D, 1993, "Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment".
- [3] Azar, J. (2007). *Drilling Engineer*. Oklahoma: Penn Well Corporation.
- [4] AGUS ALEXANDRI, A. (2015) BLOW OUT PREVENTER TEST. FORUM TEKNOLOGI.
- [5] API RP 53 Third edition, 1997, "*Recommendation Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*"
- [6] Hydrill. (2004). *Blowout Preventer*. CATALOG M-9402 D, 44.
- [7] API Spec 16 A, 2017, "*Specification for Drill Through Equipment*".
- [8] School, A. D. (2002). *Well Control*. Aberdeen: Aberdeen Drilling School Well Control Training.
- [9] API Spec 16 D, 1993, "*Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment*".
- [10] Grace, R. D, "*advanced Blowout & Well Control*", Publishing, Huston, Texas, 1994.

Daftar Simbol

Kode susunan BOP menurut API Buletin RP 53 :

- A = *Annular type BOP*
- G = *Rotating head*
- R = *Single Ram type BOP*
- Rd = *Double Ram type BOP*
- S = *Drilling Spool*
- BHP = *Bottom Hole Pressure (Psi)*
- Mw = *Mud Weight (lb/gal)*
- TVD = *True Vertical Depth (ft)*
- SP = *Surface Pressure(psig)*