

BLOW OUT PREVENTER TEST SEBAGAI BAGIAN DARI PEMERIKSAAN RUTIN

OLEH :

AGUS ALEXANDRI (PUSDIKLAT MIGAS)
SITI NURBAYANAH (DITJEND MIGAS)
JUNIARTO MATASAK PALILU (DITJEND MIGAS)

ABSTRAK

Salah satu resiko yang dihadapi dalam proses pemboran sumur minyak dan/atau gas bumi adalah masuknya fluida formasi ke dalam lubang sumur (kick) dengan tidak terkendali atau yang disebut semburan liar (blow out). Semburan liar dapat dicegah dengan menghentikan kick sebelum kick menjadi tidak terkendali. Semburan liar merupakan bahaya yang selalu mengancam kegiatan usaha hulu migas baik pada sumur pengeboran ataupun sumur workover dan well services. Semburan liar menyebabkan kerugian yang besar, antara lain kebakaran, pencemaran lingkungan, kecelakaan pekerja (ringan sampai dengan fatal), dll. Pencegah Semburan Liar (PSL) merupakan salah satu peralatan pada instalasi pengeboran yang digunakan untuk mencegah terjadinya semburan liar. Alat ini mejaga agar kegiatan tetap aman bagi pekerja, alat, masyarakat, dan lingkungan. Berdasarkan SNI 13-6910-2002 tentang Operasi Pemboran Darat dan Lepas Pantai yang Aman di Indonesia bahwa pemasangan, pengujian, dan pengoperasian PSL harus mengacu pada API RP 53. Salah satu tahapan dalam menghentikan kick yakni dengan menutup puncak sumur menggunakan peralatan peralatan pencegah sembur liar atau Blow Out Preventer (BOP). Dengan demikian, BOP berfungsi apabila ia dapat menutup sumur, menahan tekanan yang ditimbulkan oleh formasi, dan membuka kembali pasca penanganan kick.

Oleh karena salah satu fungsi BOP adalah menahan tekanan yang ditimbulkan oleh kick, maka perlu untuk mengetahui besarnya tekanan maksimum yang dapat ditahan oleh suatu BOP yang diistilahkan dengan Rated Working Pressure dari BOP tersebut. Function test dan pressure test/wellbore test merupakan cara untuk menguji apakah suatu BOP dapat berfungsi sesuai dengan Rated Working Pressure-nya

Kata Kunci: Kick, Semburan liar, Pencegah Semburan Liar (PSL), kick, function test, pressure test/wellbore test

1. LATAR BELAKANG

Kegiatan usaha hulu migas merupakan kegiatan yang tinggi resiko, tinggi biaya, tinggi teknologi. Salah satu kegiatan hulu yang tinggi resiko adalah kegiatan pengeboran. Resiko di kegiatan pengeboran dapat berupa semburan liar. Semburan liar ini bisa berupa gas ataupun fluida dan bahkan sering kali menimbulkan kebakaran yang menyebabkan kebakaran, pencemaran lingkungan, kerusakan alat, dan kecelakaan sampai tingkat fatality. Semburan ini tidak bisa diprediksi dan bisa terjadi sewaktu-waktu, sehingga diperlukan persiapan yang matang untuk menyambut kedatangan semburan liar ini. Oleh karena itu, dalam instalasi pengeboran senantiasa dipasang peralatan pencegah semburan liar. Pemasangan alat pencegah semburan liar merupakan tindakan preventif untuk melindungi rig dan para pekerjanya pada saat terjadi semburan liar.

Gagalnya pengoperasian PSL beresiko tinggi mengakibatkan fatality pada pekerja, kerusakan lingkungan, dan kerugian finansial. Oleh karena itu standar dan mutu alat yang digunakan pada kegiatan ini harus sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku dan menerapkan kaidah keteknikan yang baik. Dalam pelaksanaannya, hal tersebut diawasi oleh pemerintah sesuai dengan UU 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan PP No.35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas. Tanggung jawab tersebut diterjemahkan dalam bentuk pemeriksaan keselamatan kerja secara rutin dan berkala sesuai Permen ESDM No. 06.P/0746/M.PE/1991 oleh Kepala Inspeksi Tambang yang dibantu oleh Pelaksana Inspeksi Tambang dalam pelaksanaannya. Salah satu bentuk pemeriksaan rutin tersebut adalah pemeriksaan rutin terhadap alat pencegah semburan liar.

2. DASAR HUKUM PEMERIKSAAN RUTIN

Undang-Undang No.22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi pasal 40 menyebutkan bahwa Badan Usaha/Bentuk Usaha Tetap mempunyai tanggung jawab sebagai berikut :

1. Menjamin standar dan mutu sesuai ketentuan peraturan perundangan yang berlaku
2. Menerapkan kaidah keteknikan yang baik
3. Menjamin Keselamatan dan kesehatan kerja
4. Pengelolaan lingkungan hidup

PP No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas pasal 72 juga menyebutkan bahwa BU/BUT yang melaksanakan kegiatan usaha hulu migas wajib menjamin dan menaati ketentuan keselamatan dan kesehatan kerja dan pengelolaan lingkungan hidup serta pengembangan masyarakat setempat.

Dalam pelaksanaan kegiatan usaha minyak dan gas bumi, pemerintah wajib melakukan pembinaan dan pengawasan BU/BUT terhadap ditaatinya peraturan perundangan yang berlaku. Tanggung jawab pengawasan dan pembinaan tersebut dilakukan oleh Kepala Inspeksi Tambang dengan dibantu oleh Inspektur Migas dalam pelaksanaannya. Hal tersebut tercantum dalam Peraturan Menteri Pertambangan dan Energi Nomor: 06.P/0746/M.PE/1991 tentang Pemeriksaan Keselamatan Kerja atas Instalasi, Peralatan, dan Teknik yang Dipergunakan dalam Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Pengusahaan Sumber Daya Panas Bumi pasal 2 dan 3 : instalasi, peralatan, dan teknik yang dipergunakan dalam operasi pertambangan minyak dan gas bumi wajib dilaksanakan pemeriksaan keselamatan kerja. Pemeriksaan keselamatan kerja tersebut

dilaksanakan oleh Kepala Inspeksi Tambang dan Pelaksana Inspeksi Tambang. Pelaksana Inspeksi Tambang diangkat oleh Direktur Jenderal dari pegawai Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi yang wajib memenuhi persyaratan keahlian dan penguasaan teoritis pertambangan minyak dan gas bumi yang diperlukan.

Berdasarkan peraturan perundangan yang berlaku, pemeriksaan teknis yang dilakukan oleh Inspektur Migas terbagi menjadi dua jenis yaitu

1. Pemeriksaan rutin dan
2. Pemeriksaan teknis dalam rangka sertifikasi SKPP/SKPI/SKPP.

Peraturan Menteri Pertambangan dan Energi Nomor: 06.P/0746/M.PE/1991 menyebutkan bahwa Pemeriksaan keselamatan kerja dilaksanakan sebagai berikut :

- a. Pada saat instalasi dan atau peralatan akan dipasang;
- b. Saat unjuk kerja teknik yang akan dipergunakan;
- c. Secara berkala sesuai dengan sifat dan jenis instalasi, peralatan dan teknik yang dipergunakan;
- d. Setiap saat apabila dianggap perlu oleh Direktur Jenderal c.q. Direktur Direktorat Teknik Pertambangan Minyak dan Gas Bumi

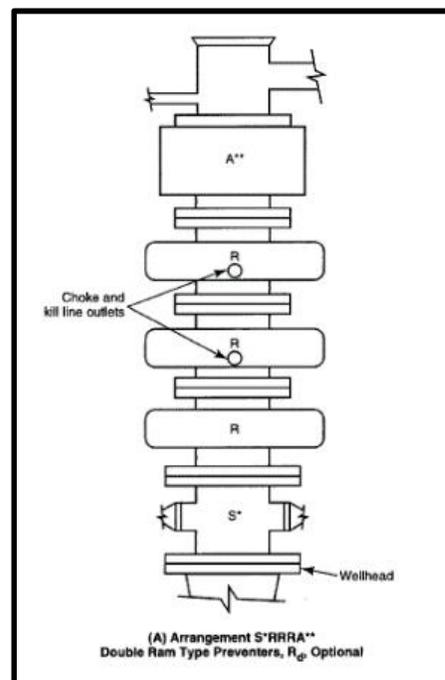
Instalasi pengeboran merupakan salah satu instalasi yang dilakukan pemeriksaan teknis secara rutin, dimana terdapat alat Pencegah Semburan Liar di dalamnya.

3. PERALATAN PENCEGAH SEMBURAN LIAR (PSL)

Berdasarkan API RP 53, Blow Out Preventer adalah alat yang dipasang di casing head untuk menutup sumur sehingga fluida terkurung di dalam lubang sumur. BOP merupakan salah satu alat di

instalasi pengeboran yang berfungsi untuk mencegah semburan liar pada saat terjadi kick. Kick adalah masuknya aliran fluida formasi ke dalam lubang sumur. Kick terjadi ketika tekanan formasi lebih besar dibandingkan tekanan hidrostatik. Akibatnya terjadi intrusi aliran fluida tidak terkontrol tekanan tinggi di sepanjang wellbore yang disebut semburan liar. BOP mencegah semburan liar dengan cara menutup lubang sumur pada saat kick. BOP memonitor dan mengontrol aliran dan tekanan minyak dan gas yang fluktuatif selama pengeboran.

Setiap BOP yang diinstal pada instalasi pengeboran, harus mempunyai tekanan kerja minimal sama dengan maximum anticipated surface pressure. Susunan peralatan BOP adalah berdasarkan rated working pressure. Berikut adalah contoh susunan BOP dengan rated working pressure sebesar 10000 psi dengan ukuran 13 5/8" dan susunan BOP adalah SRRRA berdasarkan API RP53.



Gambar 1 Contoh susunan sistem PSL tekanan 10000 psi (API RP 53)

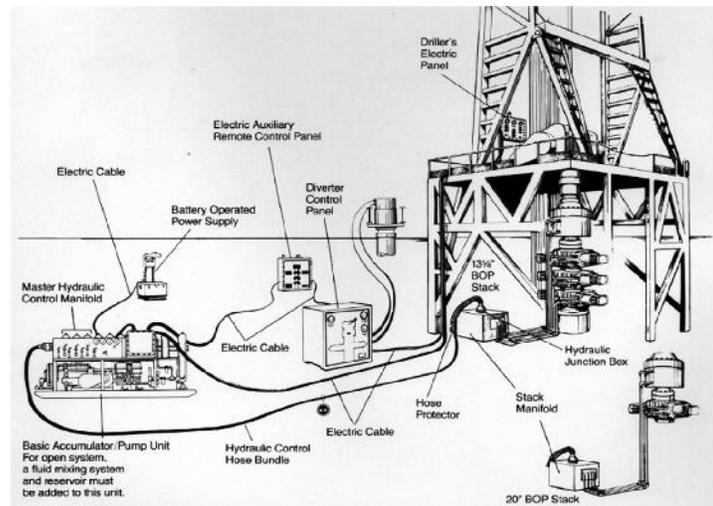
Keterangan gambar 1 :

- A = Annular Preventer
 R = Ram Preventer
 S = Drilling Spool

3.1. Komponen Utama dan Prinsip Kerja

Peralatan Pencegah Semburan Liar harus memenuhi persyaratan serta dapat melakukan beberapa tugas penting yaitu :

1. Dapat melakukan penutupan lubang sumur dibagian permukaan tanah pada keadaan lubang kosong atau ada pipa serta dapat untuk melakukan stripping in maupun stripping out rangkaian bor.
2. Dapat menahan tekanan sumur tertinggi yang akan timbul dan dapat dilalui semua peralatan yang akan dimasukkan selama operasi pemboran.
3. Dapat dipergunakan untuk mengendalikan pembuangan gas, gas cut, lumpur dan lain-lain untuk mengendalikan tekanan sumur.
4. Dapat dipergunakan untuk pekerjaan sirkulasi mematikan kick.
5. Dapat melakukan penggantungan (hanging off) atau memotong pipa pada keadaan darurat.
6. Memiliki sistem peralatan cadangan apabila salah satu alat mengalami kerusakan, khusus untuk sumur bertekanan tinggi dan di pemboran lepas pantai dengan subsea BOP stack.



Gambar 2 BOP System

Peralatan-peralatan Blowout terdiri dari :

- BOP dari luar pipa :
 - a. Annular type blowout preventer.
 - b. Ram type blowout preventer.
 - c. Diverter
- BOP dari dalam pipa :
 - a. Upper Kelly Cock.
 - b. Lower Kelly Cock
 - c. Safety Valve
 - d. Inside BOP
 - e. Drop In Check Valve.
- f. Drill Pipe Float Valve
- Saluran pengendali :
 - a. Drilling Spool
 - b. Killing Line
 - c. Choke Flow Line
 - d. Choke Manifold / Back Pressure Manifold
 - e. Manual Adjustable Choke dan Super Choke
- Sistem Kontrol :
 - a. Accumulator Unit

b. Driller Remote Control

3.2. Pemeliharaan dan Penyimpanan BOP

Pemeliharaan BOP baik dalam bentuk pengujian atau penyimpanan harus sesuai dengan standar. Berdasarkan API RP53 hal-hal yang harus diperhatikan dalam penyimpanan BOP adalah sebagai berikut:

- 1) Bagian logam pada BOP harus dilindungi dari karat dengan coating
- 2) Tempat penyimpanan bahan elastomer harus sesuai dengan ketentuan manufaktur
- 3) Bahan elastomer yang disimpan atau tidak digunakan sementara, tidak boleh terpapar matahari secara langsung
- 4) Bahan elastomer yang disimpan tidak boleh ditimpa dengan beban yang sangat berat di atasnya
- 5) BOP yang tidak dipakai, baik annular ataupun ram hendaknya diletakkan tegak lurus dan diusahakan disimpan di atas skid.

Ram yang tidak digunakan sementara, harus diperhatikan penyimpanannya agar tidak mengalami kerusakan selama proses penyimpanan. Langkah-langkah yang harus dilakukan yaitu :

- 1) Setelah beroperasi, bagian-bagian ram harus dibersihkan, dilepas dari stack-nya, diperiksa, dan dilumasi
- 2) Bonnet harus dibuka dari ram-ramnya dan diambil.
- 3) PSL disemprot dengan air bertekanan tinggi untuk membersihkan pasir dan material yang dapat menyebabkan korosi/pengkaratan.
- 4) Karet depan ram dan top seal diperiksa keausannya, jika perlu hendaknya diganti
- 5) Lubang-lubang hidrolis untuk membuka dan menutup harus ditutup dengan plug.
- 6) Untuk ram preventer yang disimpan dalam jangka waktu pendek, boleh dibiarkan didalam BOP tetapi jangan

dalam posisi menutup karena packer karet dari ram dapat rusak bila disimpan dalam keadaan ada tekanan untuk selama beberapa waktu

Penyimpanan annular setelah operasi adalah sebagai berikut:

- 1) Annular preventer harus dibersihkan dan di lumasi setelah beroperasi
- 2) Top head dan packing unit harus diambil dari body dan dibersihkan dengan semprotan air untuk membersihkan kotoran dan endapan lumpur.
- 3) Bagian dalam preventer diberi pelindung grease atau minyak berat.
- 4) Lubang baut di top head supaya dipasang baut untuk melindungi thread.
- 5) Lubang-lubang hidrolis untuk membuka dan menutup harus ditutup dengan plug.

Apabila PSL harus ditransport, ram dari PSL harus diambil, operating cylinder ditutup dan locking screw dimasukkan tetapi tidak perlu dikeraskan.

3.3. Pemeriksaan Mayor

Berdasarkan API RP 53, BOP harus dilakukan pemeriksaan mayor setiap 3 sampai dengan 5 tahun sekali. BOP harus dibongkar dan diperiksa sesuai dengan petunjuk dari manufaktur. Pemeriksaan mayor tersebut dilakukan di Authorized Repair Factory (ARF). Beberapa contoh ARF di Indonesia yaitu :

1. Sarana Adikarya Utama (SAU), Bogor, Jawa Barat.
 2. Van Der Horst Indonesia, Tangerang, Jawa Barat.
 3. Umega Maju Bersama, Duri, Riau
 4. Jaya Manggala Sakti, Balikpapan
- ARF tersebut mengeluarkan Certificate Of Conformance (COC) dan merupakan salah satu dokumen persyaratan dalam rangka memperoleh SKPI pengeboran. Ada beberapa tahapan ketika PSL telah

diserahkan untuk diperiksa di ARF yaitu:

1) Penerimaan

Tahap ini merupakan tahap dimana PSL diterima di workshop. Kemudian PSL segera didokumentasikan.



INCOMING CHECKLIST

CUSTOMER : HYBRID GI "SCREWED HEAD"
 ANVILAR BOP : 7-1/2" X 3,000 PSI
 SIZE / TYPE :
 BR NO. :

SO / IWR NO. :
 CHECKED BY :
 DATE :
 :

NO	REQUIRED QUANTITY	RECEIVED QTY	SN	GENERAL CONDITION	REMARK
1	BOP Assembly	1			
2	Head (Screwed Head Type)	1			
3	Packing Element Unit	1	1000292-01		
4	Ballon	1			
5	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
6	Ballon	1			
7	Head Gasket	1	24502		
8	U-Gate Lipper	2	184007		
9	U-Gate, Mobile	2	281007		
10	U-Gate Liner	2	15014		
11	Ballon	1			
12	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
13	Ballon	1			
14	Head Gasket	1	24502		
15	U-Gate Lipper	2	184007		
16	U-Gate, Mobile	2	281007		
17	U-Gate Liner	2	15014		
18	Ballon	1			
19	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
20	Ballon	1			
21	Head Gasket	1	24502		
22	U-Gate Lipper	2	184007		
23	U-Gate, Mobile	2	281007		
24	U-Gate Liner	2	15014		
25	Ballon	1			
26	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
27	Ballon	1			
28	Head Gasket	1	24502		
29	U-Gate Lipper	2	184007		
30	U-Gate, Mobile	2	281007		
31	U-Gate Liner	2	15014		
32	Ballon	1			
33	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
34	Ballon	1			
35	Head Gasket	1	24502		
36	U-Gate Lipper	2	184007		
37	U-Gate, Mobile	2	281007		
38	U-Gate Liner	2	15014		
39	Ballon	1			
40	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
41	Ballon	1			
42	Head Gasket	1	24502		
43	U-Gate Lipper	2	184007		
44	U-Gate, Mobile	2	281007		
45	U-Gate Liner	2	15014		
46	Ballon	1			
47	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
48	Ballon	1			
49	Head Gasket	1	24502		
50	U-Gate Lipper	2	184007		
51	U-Gate, Mobile	2	281007		
52	U-Gate Liner	2	15014		
53	Ballon	1			
54	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
55	Ballon	1			
56	Head Gasket	1	24502		
57	U-Gate Lipper	2	184007		
58	U-Gate, Mobile	2	281007		
59	U-Gate Liner	2	15014		
60	Ballon	1			
61	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
62	Ballon	1			
63	Head Gasket	1	24502		
64	U-Gate Lipper	2	184007		
65	U-Gate, Mobile	2	281007		
66	U-Gate Liner	2	15014		
67	Ballon	1			
68	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
69	Ballon	1			
70	Head Gasket	1	24502		
71	U-Gate Lipper	2	184007		
72	U-Gate, Mobile	2	281007		
73	U-Gate Liner	2	15014		
74	Ballon	1			
75	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
76	Ballon	1			
77	Head Gasket	1	24502		
78	U-Gate Lipper	2	184007		
79	U-Gate, Mobile	2	281007		
80	U-Gate Liner	2	15014		
81	Ballon	1			
82	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
83	Ballon	1			
84	Head Gasket	1	24502		
85	U-Gate Lipper	2	184007		
86	U-Gate, Mobile	2	281007		
87	U-Gate Liner	2	15014		
88	Ballon	1			
89	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
90	Ballon	1			
91	Head Gasket	1	24502		
92	U-Gate Lipper	2	184007		
93	U-Gate, Mobile	2	281007		
94	U-Gate Liner	2	15014		
95	Ballon	1			
96	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
97	Ballon	1			
98	Head Gasket	1	24502		
99	U-Gate Lipper	2	184007		
100	U-Gate, Mobile	2	281007		
101	U-Gate Liner	2	15014		
102	Ballon	1			
103	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
104	Ballon	1			
105	Head Gasket	1	24502		
106	U-Gate Lipper	2	184007		
107	U-Gate, Mobile	2	281007		
108	U-Gate Liner	2	15014		
109	Ballon	1			
110	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
111	Ballon	1			
112	Head Gasket	1	24502		
113	U-Gate Lipper	2	184007		
114	U-Gate, Mobile	2	281007		
115	U-Gate Liner	2	15014		
116	Ballon	1			
117	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
118	Ballon	1			
119	Head Gasket	1	24502		
120	U-Gate Lipper	2	184007		
121	U-Gate, Mobile	2	281007		
122	U-Gate Liner	2	15014		
123	Ballon	1			
124	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
125	Ballon	1			
126	Head Gasket	1	24502		
127	U-Gate Lipper	2	184007		
128	U-Gate, Mobile	2	281007		
129	U-Gate Liner	2	15014		
130	Ballon	1			
131	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
132	Ballon	1			
133	Head Gasket	1	24502		
134	U-Gate Lipper	2	184007		
135	U-Gate, Mobile	2	281007		
136	U-Gate Liner	2	15014		
137	Ballon	1			
138	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
139	Ballon	1			
140	Head Gasket	1	24502		
141	U-Gate Lipper	2	184007		
142	U-Gate, Mobile	2	281007		
143	U-Gate Liner	2	15014		
144	Ballon	1			
145	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
146	Ballon	1			
147	Head Gasket	1	24502		
148	U-Gate Lipper	2	184007		
149	U-Gate, Mobile	2	281007		
150	U-Gate Liner	2	15014		
151	Ballon	1			
152	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
153	Ballon	1			
154	Head Gasket	1	24502		
155	U-Gate Lipper	2	184007		
156	U-Gate, Mobile	2	281007		
157	U-Gate Liner	2	15014		
158	Ballon	1			
159	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
160	Ballon	1			
161	Head Gasket	1	24502		
162	U-Gate Lipper	2	184007		
163	U-Gate, Mobile	2	281007		
164	U-Gate Liner	2	15014		
165	Ballon	1			
166	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
167	Ballon	1			
168	Head Gasket	1	24502		
169	U-Gate Lipper	2	184007		
170	U-Gate, Mobile	2	281007		
171	U-Gate Liner	2	15014		
172	Ballon	1			
173	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
174	Ballon	1			
175	Head Gasket	1	24502		
176	U-Gate Lipper	2	184007		
177	U-Gate, Mobile	2	281007		
178	U-Gate Liner	2	15014		
179	Ballon	1			
180	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
181	Ballon	1			
182	Head Gasket	1	24502		
183	U-Gate Lipper	2	184007		
184	U-Gate, Mobile	2	281007		
185	U-Gate Liner	2	15014		
186	Ballon	1			
187	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
188	Ballon	1			
189	Head Gasket	1	24502		
190	U-Gate Lipper	2	184007		
191	U-Gate, Mobile	2	281007		
192	U-Gate Liner	2	15014		
193	Ballon	1			
194	Ballon Sleeve (Screwed Type)	1	NA	NA	
195	Ballon	1			
196	Head Gasket	1	24502		
197	U-Gate Lipper	2	184007		
198	U-Gate, Mobile	2	281007		
199	U-Gate Liner	2	15014		
200	Ballon	1			

Gambar 3 Tahap penerimaan PSL

2) Tahap selanjutnya adalah pembongkaran, pada tahap ini BOP dibongkar dan ditandai setiap komponennya. BOP ini diperiksa dan setiap komponen yang rusak dipisahkan. Proses ini didokumentasikan dan dicatat

secara menyeluruh sesuai prosedur dari ARF. Kemudian dilakukan pembersihan. Pada tahap ini proses cleaning dan sand blasting dilakukan secara menyeluruh.



Gambar 4. Pembongkaran dan pembersihan PSL

3) Setelah proses pembersihan, dilakukan proses inspeksi secara visual. Kemudian dilakukan pengukuran dimensi dan ukuran dari BOP.

4) BOP juga dilakukan NDT (PT, MT, dan UT) dan uji kekerasan. Semua langkah tersebut didokumentasikan dengan baik.



Gambar 5. Uji material DT dan NDT

- 5) Selanjutnya dilakukan penyampaian rekomendasi terhadap setiap komponen yang telah diinspeksi. Rekomendasi ini dapat berupa polish dan buffing, skim cut, penambahan material dengan pengelasan, dan penggantian atas komponen yang rusak. Disposisi tersebut diserahkan oleh ARF kepada pemilik BOP.
- 6) Setelah pemilik BOP menyetujui rekomendasi yang disampaikan, ARF mulai melakukan reparasi. ARF melakukan perbaikan dan penggantian komponen-komponen yang dianggap melebihi batas penggunaan. Setelah dilakukan perbaikan dan penggantian komponen, maka dilakukan inspeksi akhir terlebih dahulu sebelum dirakit.
- 7) Kemudian setelah dilakukan inspeksi akhir dan perakitan, BOP tersebut dilakukan pengujian.



Gambar 6. Perbaikan PSL

- 8) Peralatan yang diperbaiki dilakukan pengujian tekanan yang meliputi : tes hidrolik, tes wellbore (tekanan tinggi dan tekanan rendah), dan shell test. Pengujian tersebut disaksikan oleh pemilik BOP dan inspektur migas.
- 9) Setelah pengujian akhir, dan dinilai tidak ada kebocoran, tahap selanjutnya dilakukan proteksi terhadap semua daerah kritis dengan coating.



Gambar 7. Coating PSL

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 PSL untuk mengetahui ketahanan BOP menghadapi tekanan. Hydraulic test adalah pengujian pada BOP dengan memberikan tekanan pada komponen PSL yang bekerja secara hidrolik. Dalam pemeriksaan rutin BOP, pengujian yang dilakukan adalah function test dan wellbore test.

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.

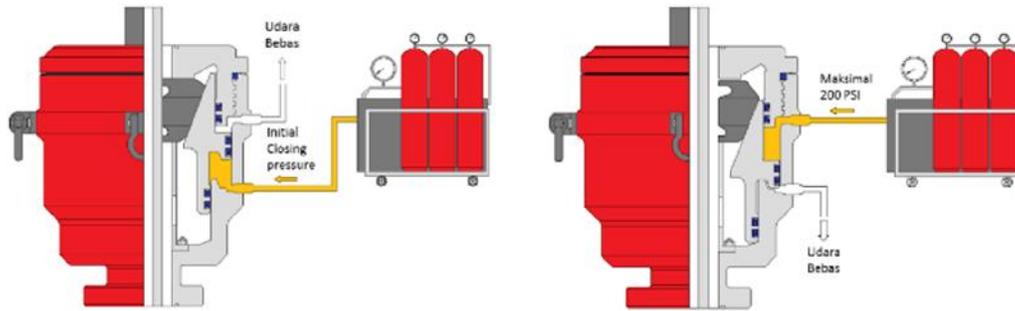
Pada operasi siklus annular PSL menutup, selang dihubungkan dari akumulator ke close port lalu pompa dioperasikan untuk menaikkan tekanan hingga piston akan naik. Waktu dan tekanan yang dibutuhkan sehingga piston annular BOP mampu naik dan membuat rubber packing element menutup harus dicatat.

Pada operasi buka, selang dihubungkan dari akumulator 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.

Berdasarkan API RP 53, annular yang berukuran lebih kecil 18¾" waktu maksimum penutupannya adalah 30

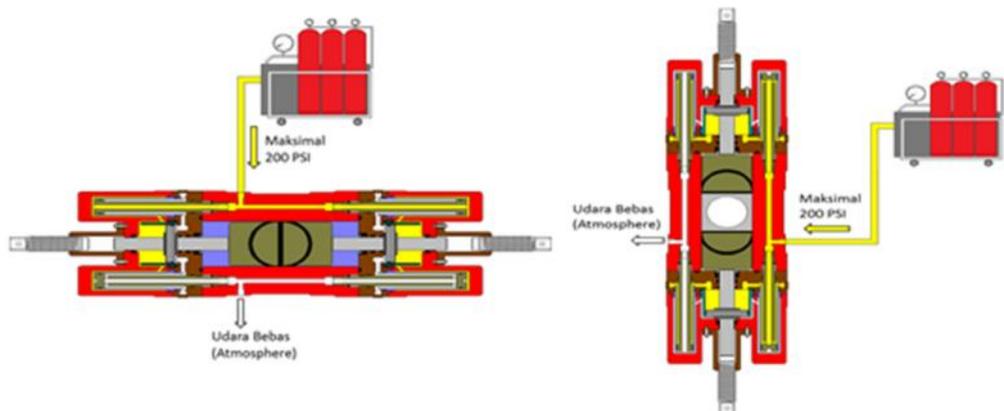
detik sedangkan untuk annular 18¾" waktu maksimum penutupannya adalah 45 detik.



Gambar 8. Uji fungsi Annular

Pengoperasian siklus buka-tutup pada ram BOP juga mirip dengan annular. BOP dioperasikan dengan memberi tekanan melalui close connection port untuk menggerakkan piston ke arah dalam hingga close chamber terisi penuh oleh tekanan sebesar >200 PSI, kemudian tekanan dilepaskan. Pada

operasi buka ram BOP, tekanan diberikan melalui open connection port untuk menggerakkan piston ke arah luar hingga tekanan mencapai 200 PSI dan kemudian tekanan dilepaskan. Ram BOP yang baik harus mampu membuka atau menutup paling lambat adalah 30 detik untuk semua ukuran ram.



Gambar 9. Uji fungsi Ram

Tekanan yang direkomendasikan tidak lebih dari 200 psi. Hal ini ditujukan untuk mencegah kerusakan pada rubber dan selalu digunakan pipa casing sesuai ukuran, apabila pipe ram assembly diaplikasikan dan terpasang dalam BOP.

Prosedur uji fungsi

1) Catat tekanan awal akumulator

2) Matikan pompa elektrik dan pneumatic

3) Tutup ram dan annular dengan memberi tekanan melalui HCR

4) Tunggu sampai tekanan stabil

5) Catat waktu penutupan (dimulai sejak mulai membuka HCR sampai tekanan stabil).

6) Catat waktu buka

7) Catat tekanan akhir akumulator

- 8) Catat semua hasil dalam format yang ditentukan.

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.

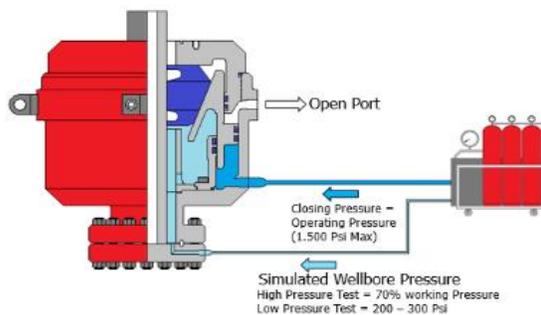
Frekuensi wellbore test antara lain:

- Sebelum melakukan pengeboran atau setelah instalasi
- Setelah melakukan pembongkaran dan perbaikan
- 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. Tidak diperbolehkan langsung melakukan pengujian tekanan rendah setelah tekanan tinggi, karena tekanan tinggi dapat menginisiasi penutupan yang

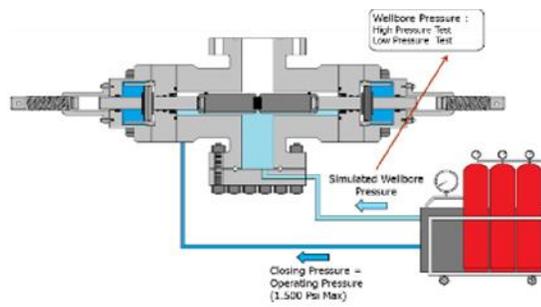
kemudian masih berlanjut walaupun tekanan sudah diturunkan secara drastis sehingga tidak merepresentasikan kondisi tekanan rendah. Berdasarkan API RP 53, pengujian tekanan rendah baik pada annular atau ram PSL dilakukan pada tekanan 200 sampai dengan 300 psi. Pengujian tekanan rendah harus ditahan minimal 5 menit.

Pengujian tekanan tinggi terbagi menjadi dua jenis, yaitu initial high pressure dan subsequent high pressure. Pengujian Initial high pressure adalah pengujian di lokasi 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 lima menit.



Gambar 10. Wellbore test pada annular

Pengujian subsequent high pressure pada annular adalah 70% dari maximum working pressure, sedangkan pada bagian ram adalah lebih besar dari maximum anticipated surface pressure tetapi tidak melebihi maximum working



Gambar 11. Wellbore test pada ram

pressure ram. Pengujian ini juga ditahan minimal selama lima menit.

Pada pengujian ini, tekanan diberikan pada close port sesuai dengan tekanan operasi maksimal 1500 psi. Kemudian pada lubang sumur (wellbore) diberi tekanan melalui test port up sesuai

kriteria pengujian tekanan rendah dan tekanan tinggi mengacu pada API RP53. Kemudian pompa diisolasi dari PSL dan ditahan sampai dengan lima menit.

Prosedur wellbore test:

- 1) Isolasi annular atau ram PSL yang akan diuji
- 2) Flush semua line
- 3) Berikan tekanan melalui pompa sebesar 200 psi
- 4) Tunggu sampai lima menit, amati apakah ada tekanan yang turun
- 5) Jika ada, periksa letak kebocoran
- 6) Jika tidak ada maka naikkan tekanan menjadi 300 psi
- 7) Jika tidak ada kebocoran, maka ulangi langkah satu sampai dengan 6,
- 8) Naikkan tekanan dengan kelipatan 100 psi, sampai tekanan maksimum sesuai syarat pengujian, dan ulangi langkah

- pertama sampai 6 untuk setiap kenaikan tekanan,
- 9) Catat hasil pengujian;
 - 10) Turunkan tekanan.

4.3. Dokumentasi Pengujian

Hasil wellbore test dan function test harus didokumentasikan, meliputi :

- 1) Urutan tahap pengujian.
- 2) Durasi masing-masing pengujian.
- 3) Hasil wellbore test harus didokumentasikan dan hasilnya ditandatangani oleh operator pompa, tool pusher, dan perwakilan perusahaan.
- 4) Masalah yang teridentifikasi selama pengujian dan semua tindakan yang dilakukan dalam penanggulangannya harus didokumentasikan dengan baik.

BOP FUNCTION TEST REPORT						
RIG					DATE	
WELL					PROJECT	
BOP STACK DETAIL						
1. Annular BOP						
2. Single & Double ram type BOP						
3. Upper pipe ram size						
4. Lower pipe ram size						
Sl. No.	Description	Function	Time	Accumulator Initial Pressure	Accumulator Final Pressure	Remarks
1.	Annular					
2.	Lower pipe					
3.	Upper pipe					
4.	Blind/Shear					

Gambar 11. Contoh format pencatatan function test

PROJECT:		TEST FLUID- WATER/NITROGEN		WELL NO.:		
RIG:				DATE:		
TEST EQUIPMENT- TEST PUMP/CEMENTING UNIT						
Sl. No.	TYPE OF BOP	TEST PRESSURE & DURATION				Remarks
		Low Pressure	Duration	High Pressure	Duration	
	Annular BOP					
	Upper pipe ram					
	Lower pipe ram					
	Blind/Shear ram					

Gambar 12. Contoh format pencatatan wellbore test

4.4. Pertimbangan Umum dalam Pengujian

Pada saat pengujian, terdapat hal-hal yang harus diperhatikan, yaitu :

- Sebelum dilakukan pengujian, peringatkan semua kru di tempat operasi tentang kegiatan pengujian yang akan dilakukan.
- Kru pengeboran harus diperingatkan ketika pengujian dilakukan. Hanya pihak-pihak yang berkepentingan yang bisa memasuki area pengujian.
- Pada saat pengujian, tidak diperbolehkan orang yang tidak berkepentingan mendekati cellar area atau di bawah derrick floor.
- Hanya pekerja yang diautorisasi oleh supervisor yang diperbolehkan masuk dan memeriksa kebocoran peralatan
- Perhatikan test plug yang berada di atas well head
- Tekanan hanya boleh dilepaskan melalui jalur pelepasan tekanan
- Semua jalur dan sambungan yang digunakan dalam pengujian harus diberi proteksi yang cukup.
- Pengujian dilakukan minimal oleh satu orang yang berpengalaman.

- Frekuensi pengujian harus sesuai dengan standar API RP53. Diharapkan tidak melebihi ketentuan karena bisa merusak rubber pada BOP.

5. KESIMPULAN

- 1) BOP merupakan secondary control dalam penanganan kick pada operasi pemboran dan/atau workover.
- 2) Prosedur pengujian harus dibuat secara tertulis dan ditandatangani oleh masing-masing personil yang menyusun, mereview, dan meng-approve prosedur tersebut.
- 3) BOP yang diuji harus mempunyai marking yang menginformasikan identitas dan spesifikasi dari BOP tersebut.
- 4) Kriteria penerimaan (acceptance criteria) dari pengujian hidrostatis BOP adalah tidak terlihat adanya kebocoran selama pengujian berlangsung.
- 5) Pada pressure chart harus tercantum: identitas BOP yang diuji, tandatangan pelaksana dan para saksi pengujian, identitas peralatan pressure recorder, dan tanggal dilakukannya pengujian.

DAFTAR PUSTAKA

1. UU No. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi
2. PP No. 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas
3. Permen 06.P/0746/M.PE/1991 tentang Pemeriksaan Keselamatan Kerja atas Instalasi, Peralatan dan Teknik yang dipergunakan dalam Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Pengusahaan Sumber daya Panas bumi
4. SNI 13-6910-2002 tentang Operasi Pemboran Darat dan Lepas Pantai yang Aman di Indonesia
5. API RP 53 Edisi Ketiga, Maret 1997, tentang Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells.
6. IADC Pusdiklat Migas Manual, 2014, IADC Drilling Well Control, Cepu, Indonesia
7. Van Vegchel J. , 2006, Well Control and Blowout Prevention, University of New South Wales, Australia.