

آشنایی با شیرهای فوران گیر

آشنایی با شیرهای فوران گیر

- ۵ - ۱- مقدمه
- ۵ - ۲- شیرهای فوران گیر
- ۷ - ۳- فوران گیرهای مدور
- ۱۰ - ۴- فوران گیر نوع رم
- ۱۵ - ۵- انواع دیگر شیرهای فورانگیر
- ۱۵ - ۵-۱- فوران گیرهای چرخشی
- ۱۶ - ۵-۲- فوران گیرهای درونی
- ۱۷ - ۶- مشخصات شیرهای فوران گیر
- ۱۷ - ۶-۱- فشار کاری
- ۱۷ - ۶-۲- دمای کاری
- ۱۷ - ۶-۲-۱- محدوده دمایی برای مواد فلزی
- ۱۷ - ۶-۲-۲- کلاس دمایی برای مواد الاستومری
- ۱۷ - ۶-۳- کلاس مواد
- ۱۷ - ۶-۳-۱- مواد فلزی
- ۱۸ - ۶-۳-۲- مواد الاستومری
- ۲۰ - ۷- استانداردهای ساخت و کنترل کیفی
- ۲۰ - ۸- شرکتهای سازنده BOP

شیرهای فوران گیر (Blowout Preventer) که اصطلاحاً BOP نامیده می‌شوند، یکی از تجهیزات کنترل کننده چاه در هنگام حفاری و تعمیرات چاه می‌باشند. از تجهیزات کنترل کننده چاه به منظور جلوگیری از فوران (Blowout) سیالات به سمت بیرون چاه استفاده می‌شود. فوران اصطلاحاً به جریان غیر کنترل شده گاز، نفت یا دیگر سیالات چاه به اتمسفر یا به درون طبقات زیر زمینی گفته می‌شود. این اتفاق زمانی روی می‌دهد که فشار طبقات زیر زمینی از فشار اعمال شده به آنها بوسیله سیالات حفاری بالاتر رود. فوران باعث به خطر افتادن جان خدمه ریگ، تخریب شدن ریگ (که باعث میلیونها دلار زیان می‌شود)، اتلاف مقادیر بسیار زیادی نفت و تخریب محیط زیست می‌شود. سیالات (مثل نفت، گاز یا آب نمک) با نیروی بسیار زیادی به سمت بیرون چاه فوران می‌کنند و اگر این سیالات حاوی گاز نیز باشند، مشتعل می‌شوند.

اگر دانسیته سیالات حفاری مقدار مناسبی باشد، معمولاً از وارد شدن سیالات موجود در طبقات زیر زمینی به داخل حفره چاه و فوران آن به سمت بیرون جلوگیری می‌شود. اگر متعسفانه حفاری به داخل طبقه‌ای زیر زمینی با فشاری بالاتر از فشار اعمالی به آن وارد شود، یا اینکه سطح گل حفاری در داخل چاه افت پیدا کند، سیالات موجود در این طبقات به داخل حفره چاه وارد شده که اصطلاحاً به آن " WELL KICK " می‌گویند. در هنگام " KICK "، سیالات موجود در طبقات به داخل حفره چاه وارد شده و با نیروی زیاد گل حفاری را به سمت بیرون چاه هدایت می‌کنند.

در مراحل اولیه " KICK "، خدمه ریگ می‌توانند با افزایش سطح گل حفاری و دانسیته آن از وقوع فوران جلوگیری نمایند، اما اگر خدمه تأخیر کنند، تمام گل حفاری به سمت بیرون چاه هدایت شده و اجازه می‌دهند که سیالات موجود در طبقات بصورت غیر کنترل شده به سطح جریان پیدا نمایند. نتیجه آن وقوع فوران یا انفجار خواهد بود.

از شیرهای فوران گیر یا " BOP " همراه با دیگر تجهیزات و تکنیک‌ها برای بستن چاه استفاده می‌شود و این امکان را به خدمه می‌دهد که ضربه چاه را قبل از اینکه منجر به فوران و انفجار شود، کنترل نمایند " BOP " و دیگر تجهیزات کنترلی چاه بوسیله خدمه ریگ پس از قرار دادن و سیمان کاری لوله جداری سطحی (Surface Casing) نصب می‌شوند. معمولاً چند عدد شیر فوران گیر که اصطلاحاً به آن دکل BOP (BOP Stack) گفته می‌شود، در بالای چاه نصب می‌شود (شکل ۱). این دکل معمولاً از یک فوران گیر مدور (Annular BOP) در بالای آن و حداقل یک رم لوله‌ای (Pipe Ram) و یک رم برشی (Shear Ram) در زیر آن تشکیل شده است.

بطور کلی می‌توان گفت که شیرهای فوران گیر و ضمائم آنها به منظور انجام موارد ذیل طراحی شده‌اند:

- آب بند کردن و بستن چاه زمانی که با طبقات زیر زمینی که حاوی سیالات با فشار بالاتر از فشار هیدرواستاتیکی اعمال شده بوسیله گل حفاری باشند، مواجه می‌شود.
- فراهم کردن شرایط سرکولاسیون، بطوریکه گل حفاری اصلاح شده و دانسیته آن مطابق با فشار طبقات تنظیم شود و سیالات طبقات که به حفره چاه وارد شده‌اند به بیرون منتقل شوند. این فرآیندها تحت فشار صورت می‌گیرد.
- یک شیر فوران گیر بوسیله مشخصات زیر شناخته می‌شود:

• سازنده

• نوع

• اندازه اسمی

• فشار کاری

دو ویژگی آخر نشاندهنده اندازه فلنج‌های اتصال دهنده می‌باشند. این اندازه‌ها مطابق با قطر سوراخ فوران گیر (Through-Bore Diameter) و فشار کاری ماکزیمم می‌باشد. قطرهای اسمی فوران گیرها " 7-1/16 "، " 11 "، " 13-5/8 "، " 16-3/4 "، " 20-3/4 "، " 21-1/4 "، " 29 " و " 30 " می‌باشد.

فشار کاری BOP دارای مقادیر مشابهی با فلنجهای API می‌باشد:

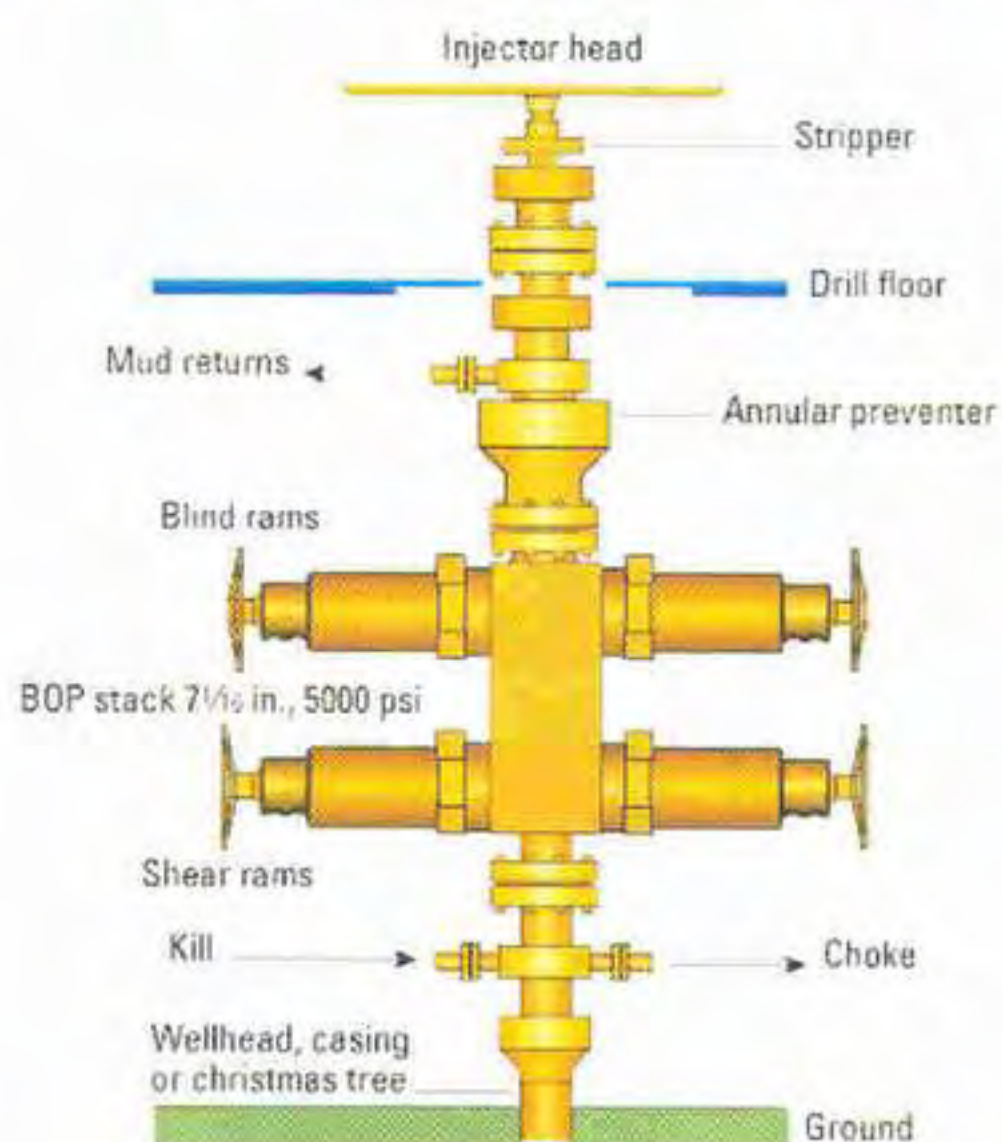
1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 15000, 20000Psi و

همچنین ویژگیهای زیر برای هر فوران گیر مشخص می‌شود.

- قطر دهانه ماکزیمم یا حداکثر قطری که امکان عبور متعسفانه حفاری از آن وجود دارد.



۱- الف: دکل BOP



۱- ب: اجزای دکل BOP

شکل ۱- نمایی از یک دکل BOP و اجزای تشکیل دهنده آن



شکل ۲- نمایی از یک فوران گیر مدور

فوران گیرهای مدور با استفاده از رینگ از لاستیک‌های مصنوعی که در هنگام عبور سیال فعال می‌شوند، جلوی خروج جریان را از چاه می‌گیرند. شکل مجموعه لاستیکی مطابق با شکل لوله داخل چاه می‌باشد. بیشتر فوران گیرهای مدور در صورت نیاز می‌توانند یک چاه باز را نیز مسدود نمایند. فوران گیرهای مدور برای فشارهای کاری 2000, 5000 و 10000psi موجود می‌باشند. فوران گیرهای مدور طوری طراحی شده‌اند که به محض جمع شدن المانهای لاستیکی

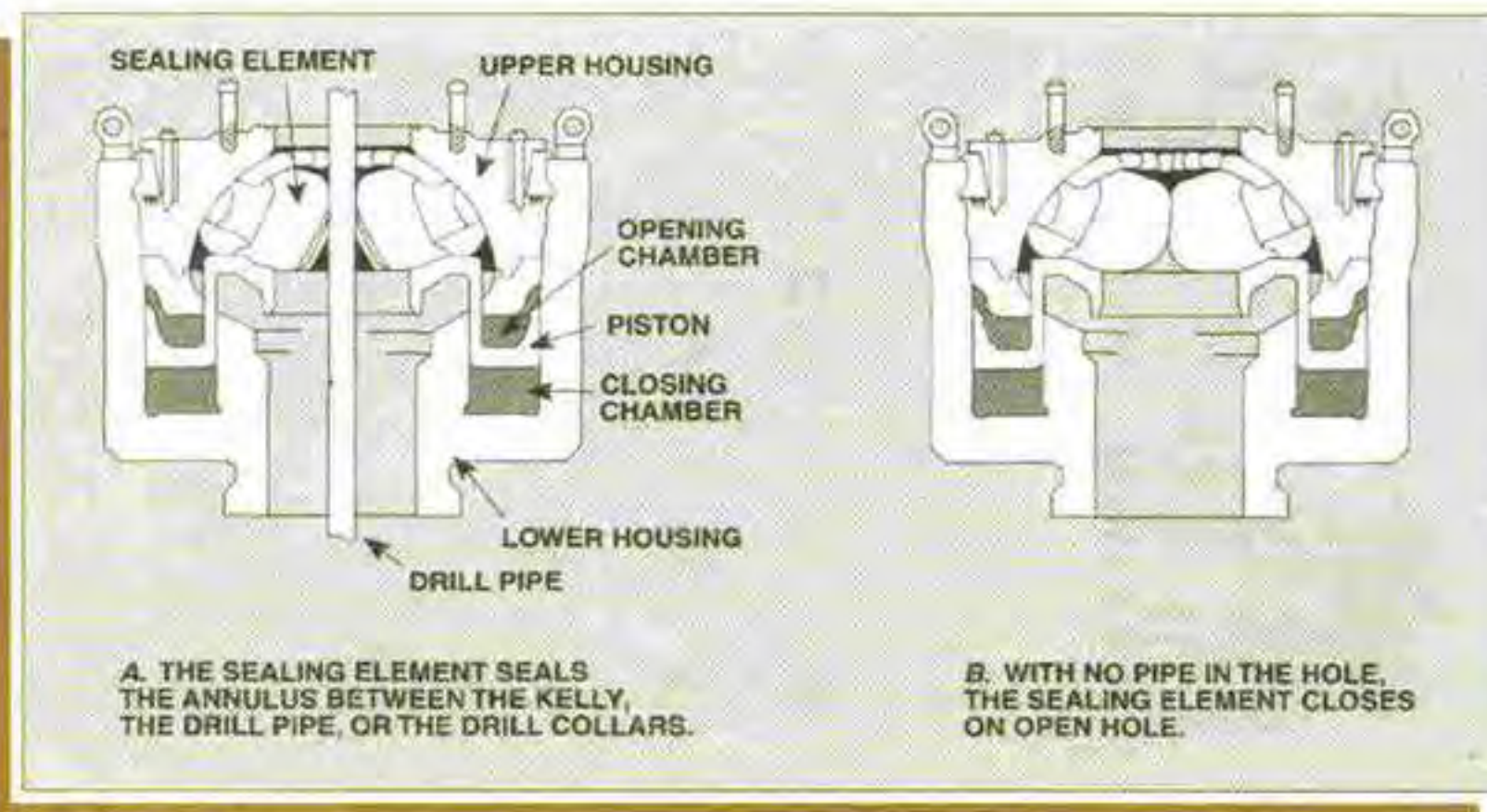
نسبت های باز و بسته کردن، یعنی، نسبت بین فشار موجود در چاه و قتی که فوران گیر بسته (یا باز) است و فشار هیدرولیک مورد نیاز برای بستن (یا باز کردن) رمهای فوران گیر. به عنوان مثال، نسبت بستن BOP نوع لا ساخت شرکت Cameron، 7:1 می‌باشد، یعنی اینکه اگر فشار درون چاه 7000psi باشد، لازم است فشار 1000 psi به پیستونهایی که رمها را حرکت می‌دهند وارد شود تا آنها را ببندد یا باز نماید.

حجم سیالی که برای بستن یا باز کردن BOP مورد نیاز است.

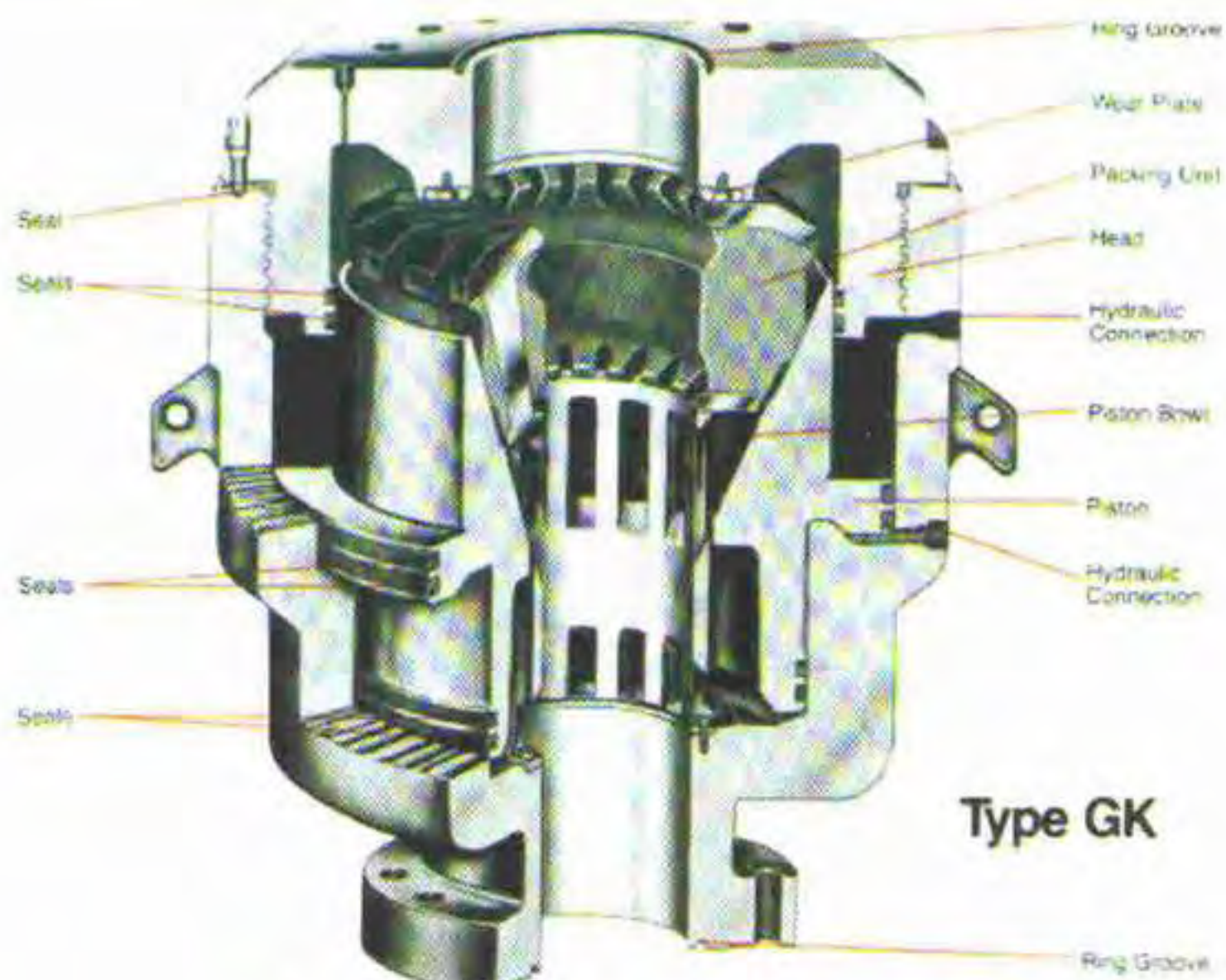
ابعاد کلی: مثل ارتفاع، طول و عرض
فوران گیرها بطور کلی به دو دسته عمده فوران گیرهای مدور و فوران گیرهای نوع رم تقسیم می‌شوند که در ادامه شرح داده می‌شوند. این دو نوع فوران گیر همواره در هنگام حفاری و تعمیرات چاه بر روی چاه های نفت و گاز نصب می‌شوند. علاوه بر این دو نوع اصلی، انواع دیگر BOP وجود دارند که بسته به شرایط و موقعیت چاه از آنها استفاده می‌شود.

۳- فوران گیرهای مدور

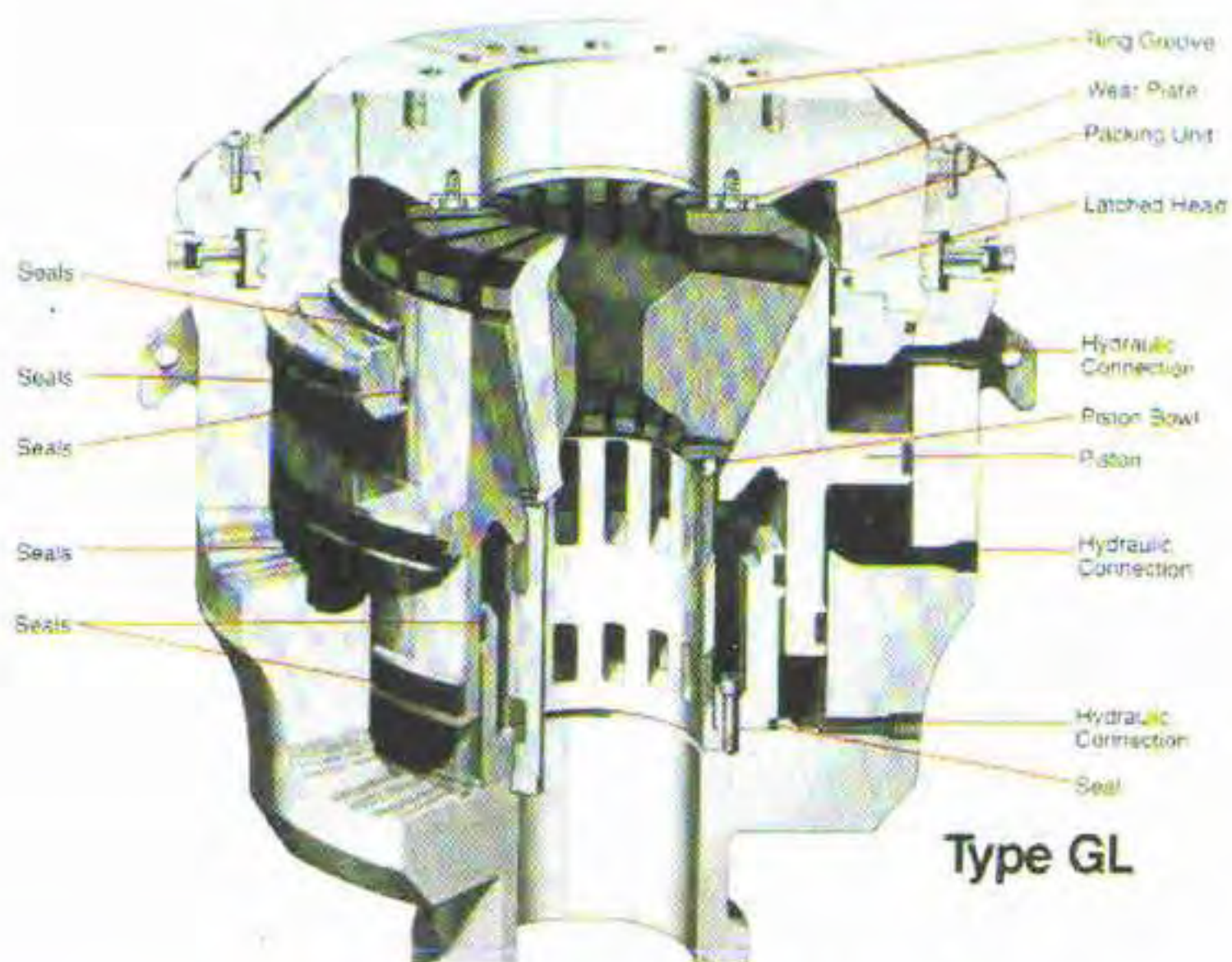
یک فوران گیر مدور (شکل ۲) دارای المانهای آب بند لاستیکی می‌باشد که در هنگام فعال بودن، فضای مدور دور "Kelly"، لوله حفاری (Drill Pipe) یا طوقه‌های حفاری (Drill Collar) را آب بندی می‌کنند.



شکل ۳- تصویر شماتیک یک فوران گیر مدور در هنگام فعال شدن



۴-الف: فوران گیر مدور نوع GK ساخت شرکت Hydrill

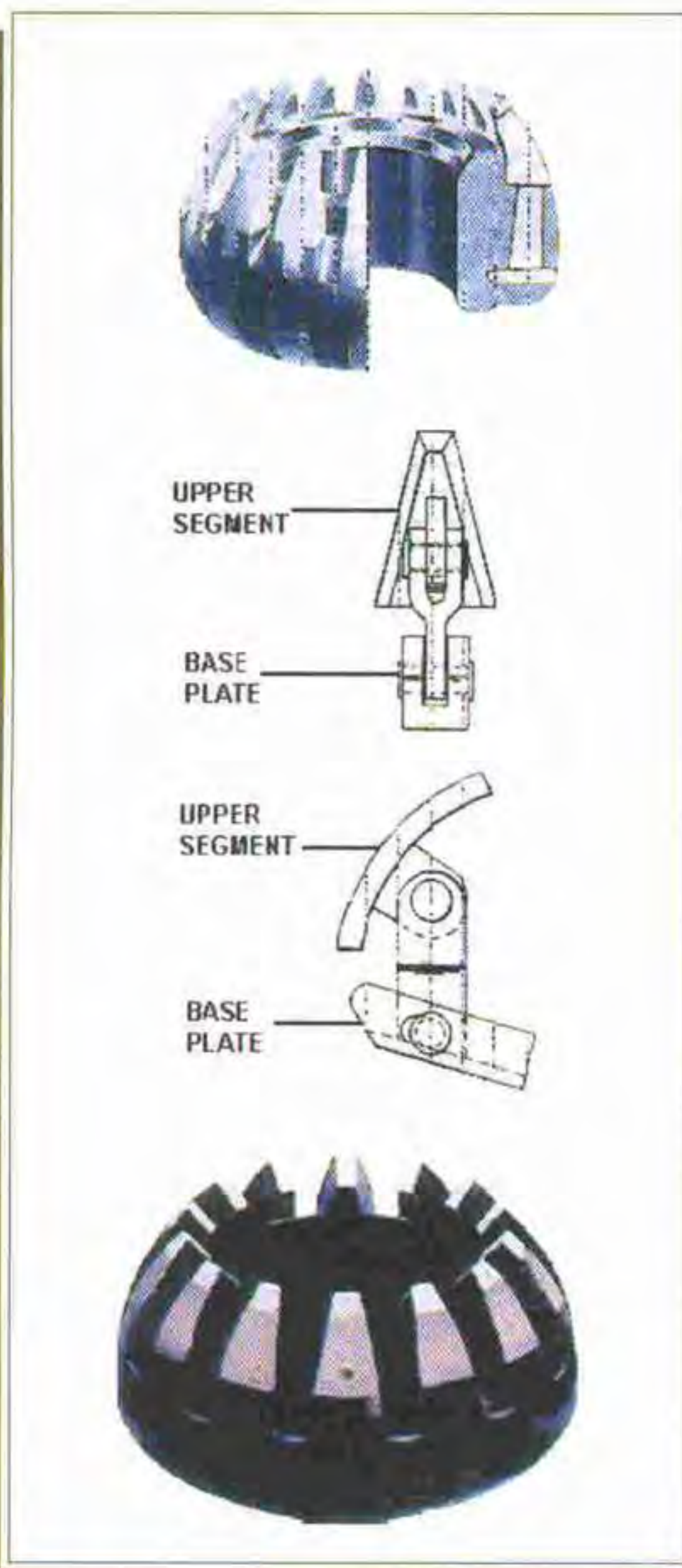


۴-ب: فوران گیر مدور نوع GL ساخت شرکت Hydrill

شکل ۴- نمای برش خورده دو نوع فوران گیر مدور و اجزای تشکیل دهنده آن



این واحد مسدود کننده از یک المان مسدود کننده (Packing Element) (شکل ۶) و تعدادی آب بند تشکیل شده است.



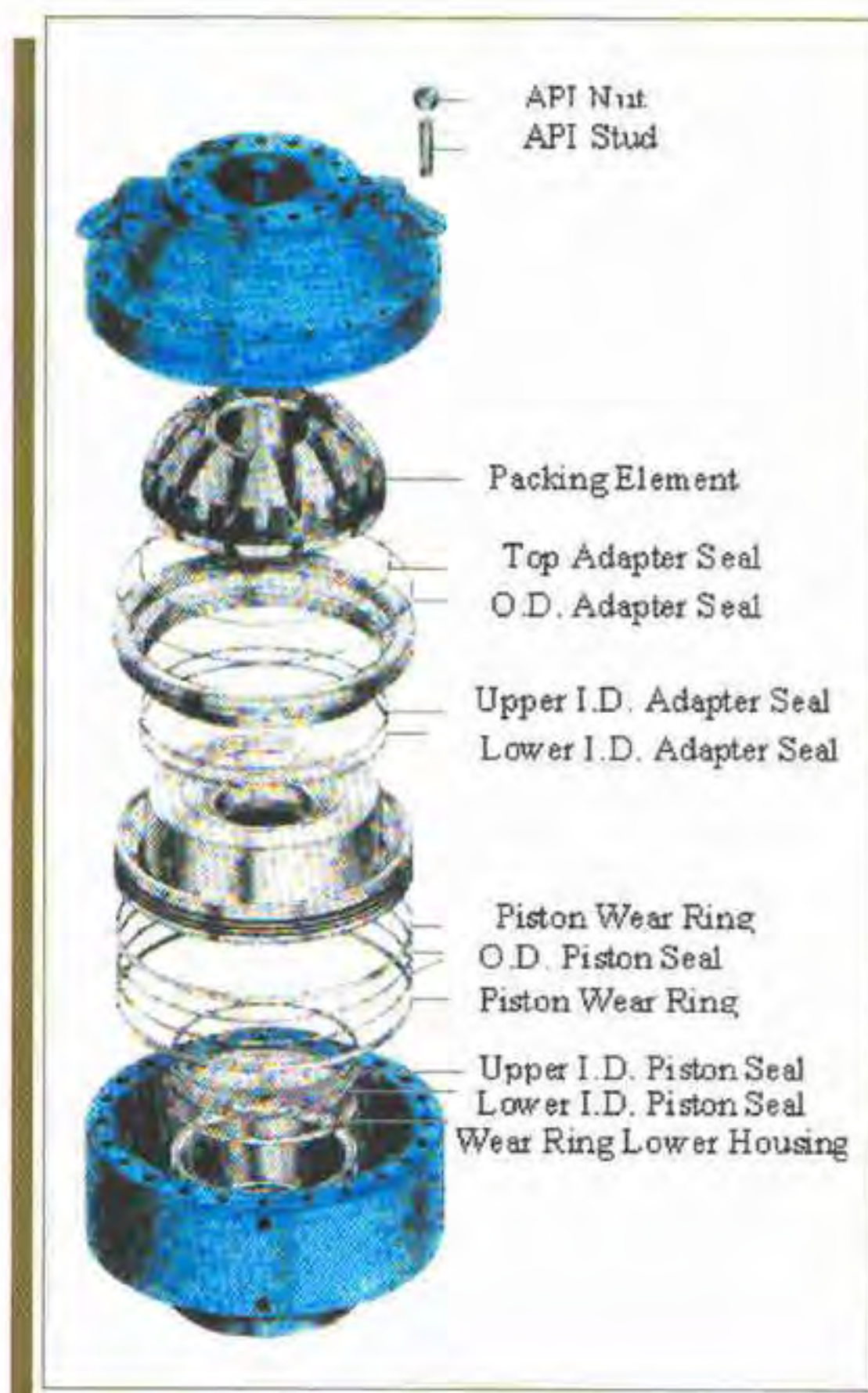
شکل ۶- نمایی از دو نوع المان مسدود کننده

روی استرینگ حفاری، فشار چاه به بسته نگه داشتن فوران گیر کمک می کند.

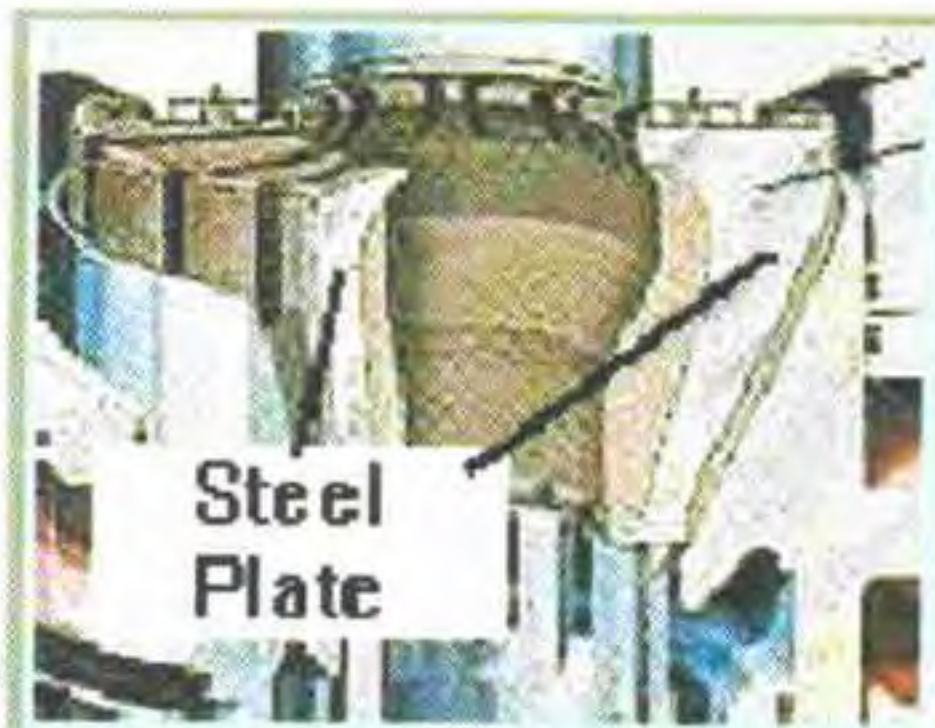
اگر هیچیک از اجزای ستون حفاری (Drill Stem) در داخل چاه وجود نداشته باشد، فوران گیر مدور حفره چاه را به طور کامل می بندد.

شکل ۳ یک فوران گیر مدور را نشان می دهد که لوله حفاری (A) یا حفره چاه (B) را آب بندی می کند. همچنین اجزای تشکیل دهنده یک فوران گیر مدور در شکل ۴ نشان داده شده است.

یکی از قسمتهای اصلی BOP مدور واحد مسدود کننده (Packing Unit) یا رینگ مسدود کننده (Packing Ring) می باشد که اجزای مختلف آن در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵- اجزای تشکیل دهنده یک المان مسدود کننده



Depending on size, a BOP valve can use 10 to 30 insert plates in the seal ring

شکل ۷- نمایی از صفحات اینزرتی در BOP نوع مدور

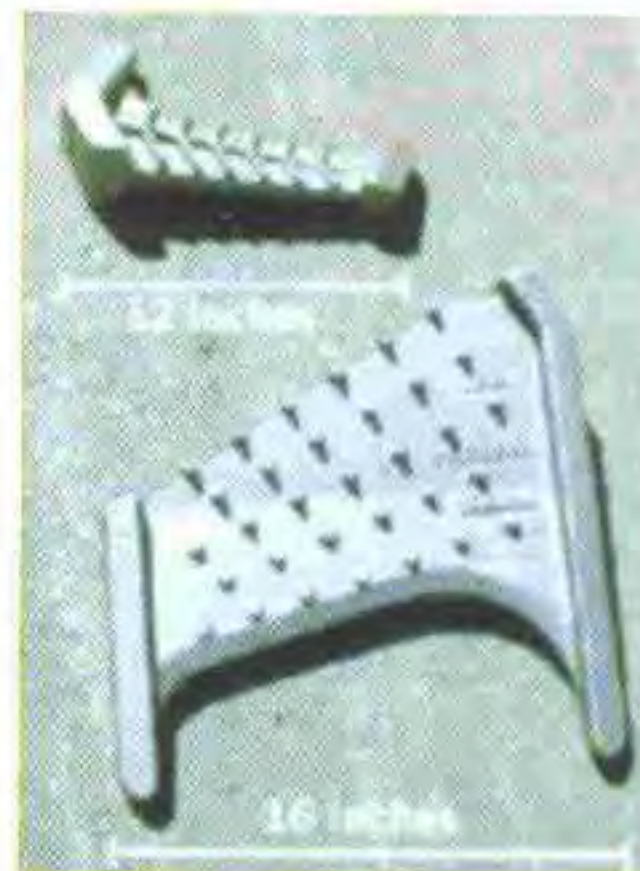
۴- فوران گیر نوع رم

فوران گیرهای نوع رم، شیرهای فولادی بزرگ (رمها) هستند که حاوی المانهای آب بند می باشند (شکل ۹). این نوع فوران - گیرها دارای دو المان مسدود کننده در دو طرف مقابل هم می باشند که بر اساس قطر لوله طراحی شده اند و در هنگام بسته شدن روی لوله را بطور کامل می پوشانند.

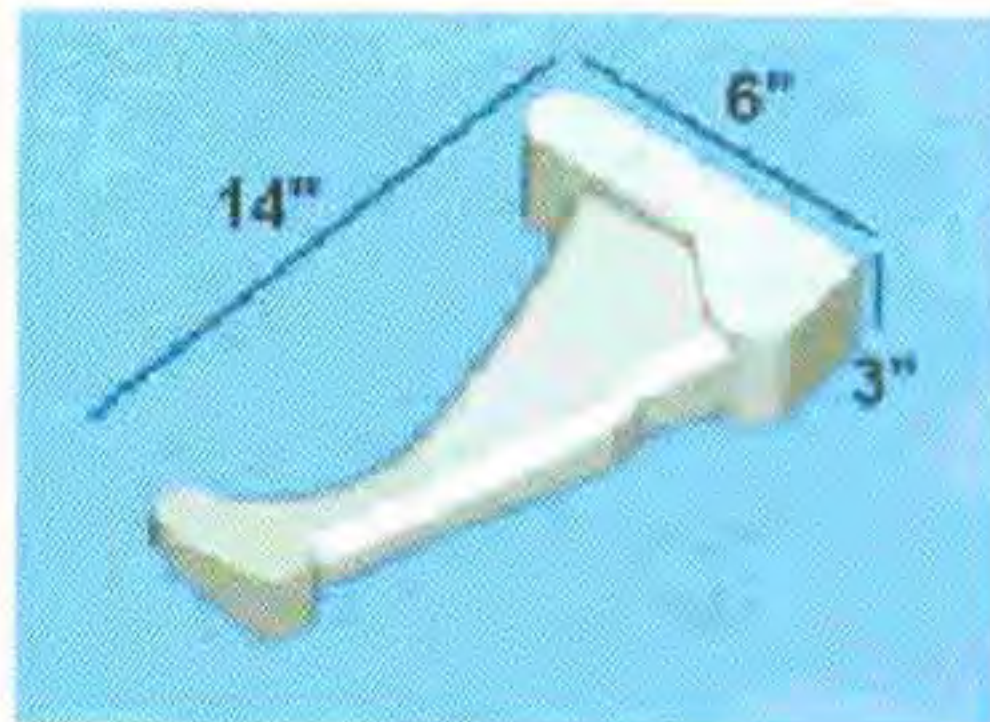


شکل ۹- نمایی از یک فوران گیر نوع رم

یک قسمت مهم دیگر در رینگ مسدود کننده، چندین صفحه اینزرتی فولادی می باشد که رینگ الاستومری را تقویت می کند (شکل ۷). صفحات فولادی بطور مکانیکی باعث استحکام بخشی و محکم شدن رینگ آب بند الاستومری شده و نیروها را از پیستون به روی رینگ آب بند منتقل می کنند. تعداد، ابعاد و وزن صفحات فولادی به اندازه BOP بستگی دارد و بسته به اندازه، یک BOP می تواند از وجود ۱۰ تا ۳۰ صفحه اینزرتی در رینگ آب بند خود سود جویند. شکل ۸ چندین نوع صفحه اینزرتی را که به روش ریخته گری تهیه شده و از جنس فولاد کم آلیاژی مولیبدن - کرم - نیکل (AISI - SAE 8627) هستند نشان می دهد.



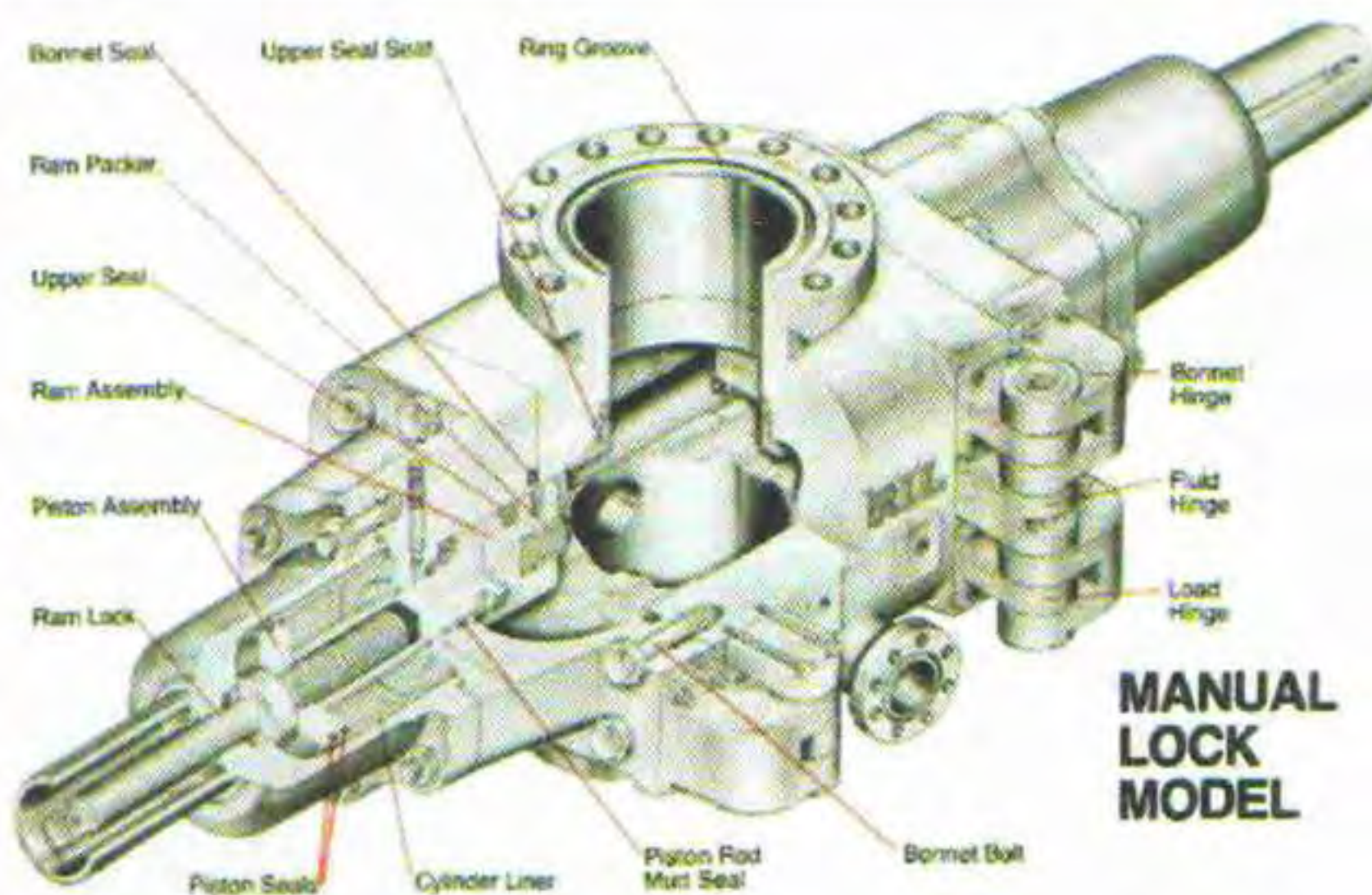
Two Different Insert Plate Configurations



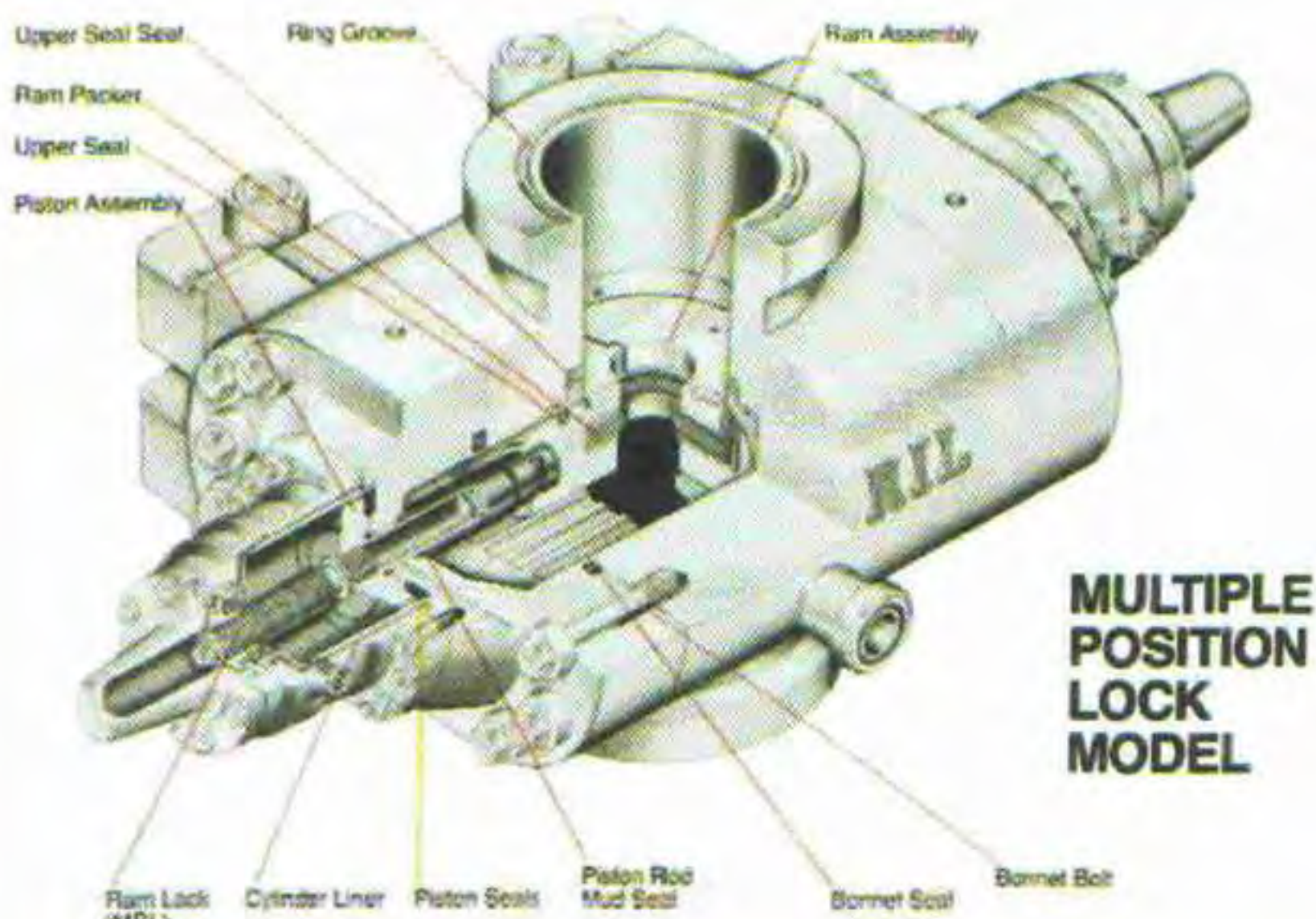
شکل ۸- نمایی از چند صفحه اینزرتی

می‌کند و نمی‌تواند یک چاه باز را آب‌بند نماید (شکل ۱۱).
فوران‌گیرهای نوع تخت (Blind) رم‌های با لبه صاف می‌باشند
که از آنها برای مسدود کردن یک چاه باز استفاده می‌شود

تمایی از اجزای تشکیل دهنده دو نوع BOP نوع رم در شکل
۱۰ نشان داده شده است. یک نوع فوران‌گیر رم اصطلاحاً رم
لوله‌ای نامیده می‌شود، زیرا روی لوله حفاری را آب‌بند



۱۰- الف

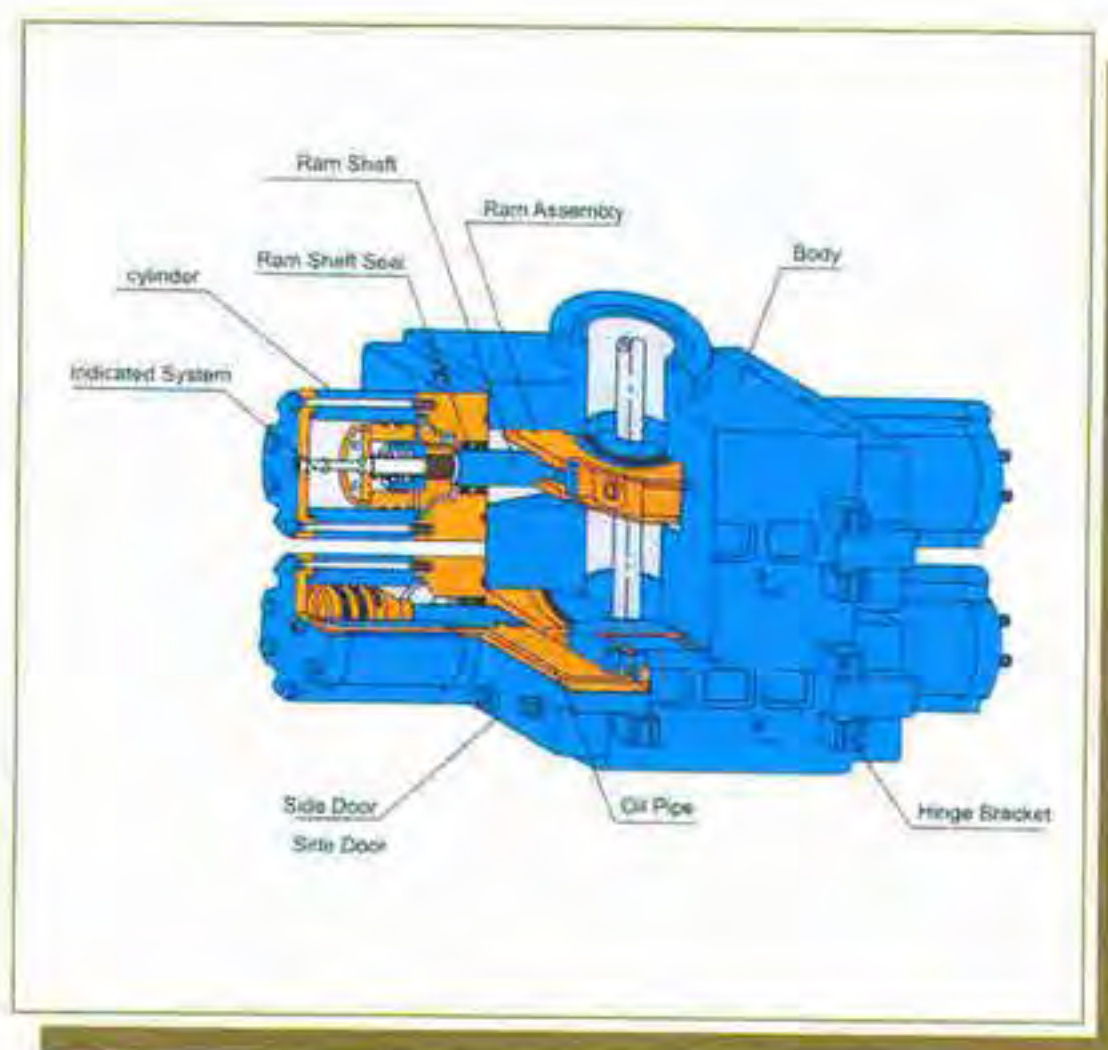


۱۰- ب

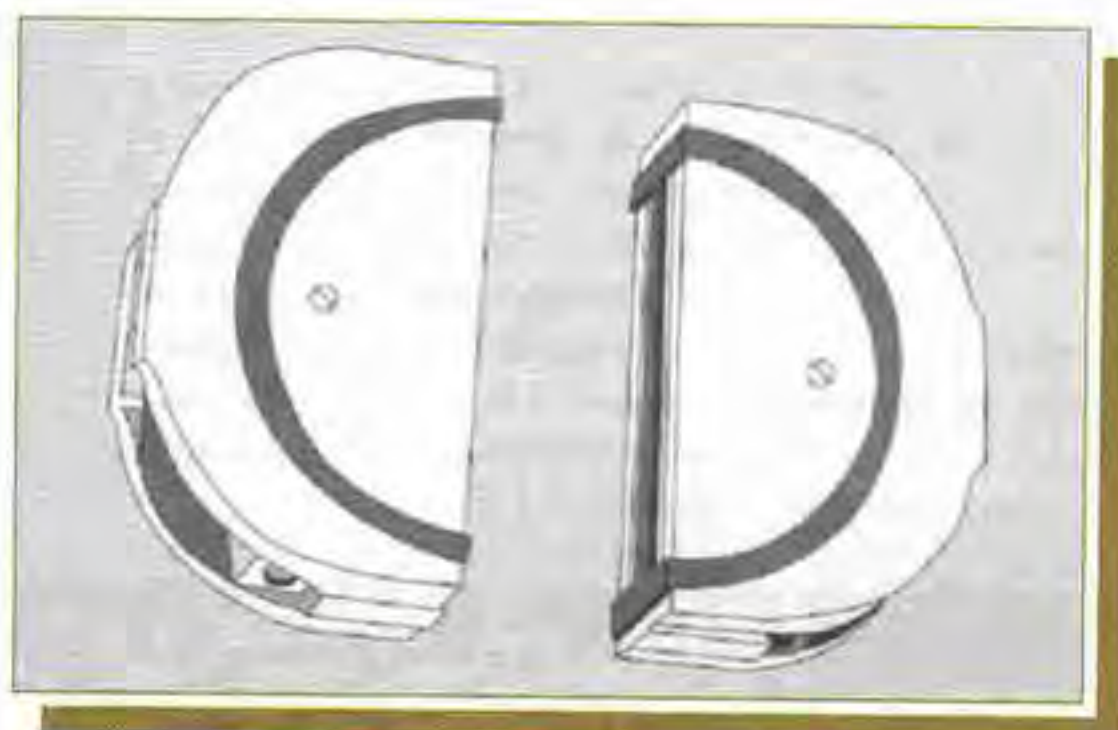
شکل ۱۰ - اجزای تشکیل دهنده BOP نوع رم

(شکل ۱۲). به عبارت دیگر زمانیکه هیچ لوله‌ای در چاه نباشد از رم تخت (Blind Ram) استفاده می‌شود. اگر این رمها زمانیکه استرینگ حفاری در داخل چاه است، بسته شوند، باعث می‌شوند که لوله حفاری تخت شود، اما مانع جریان از چاه نمی‌شوند.

از رمهای نوع تخت برشی (Blind Shear) بیشتر در حفاری‌های دریایی استفاده می‌شود، که لوله حفاری را بطور کامل بریده و حفره چاه را آب‌بندی می‌نمایند (شکل ۱۳). در این حالت تجهیزات حفاری می‌توانند در مواقع اضطراری و وقوع

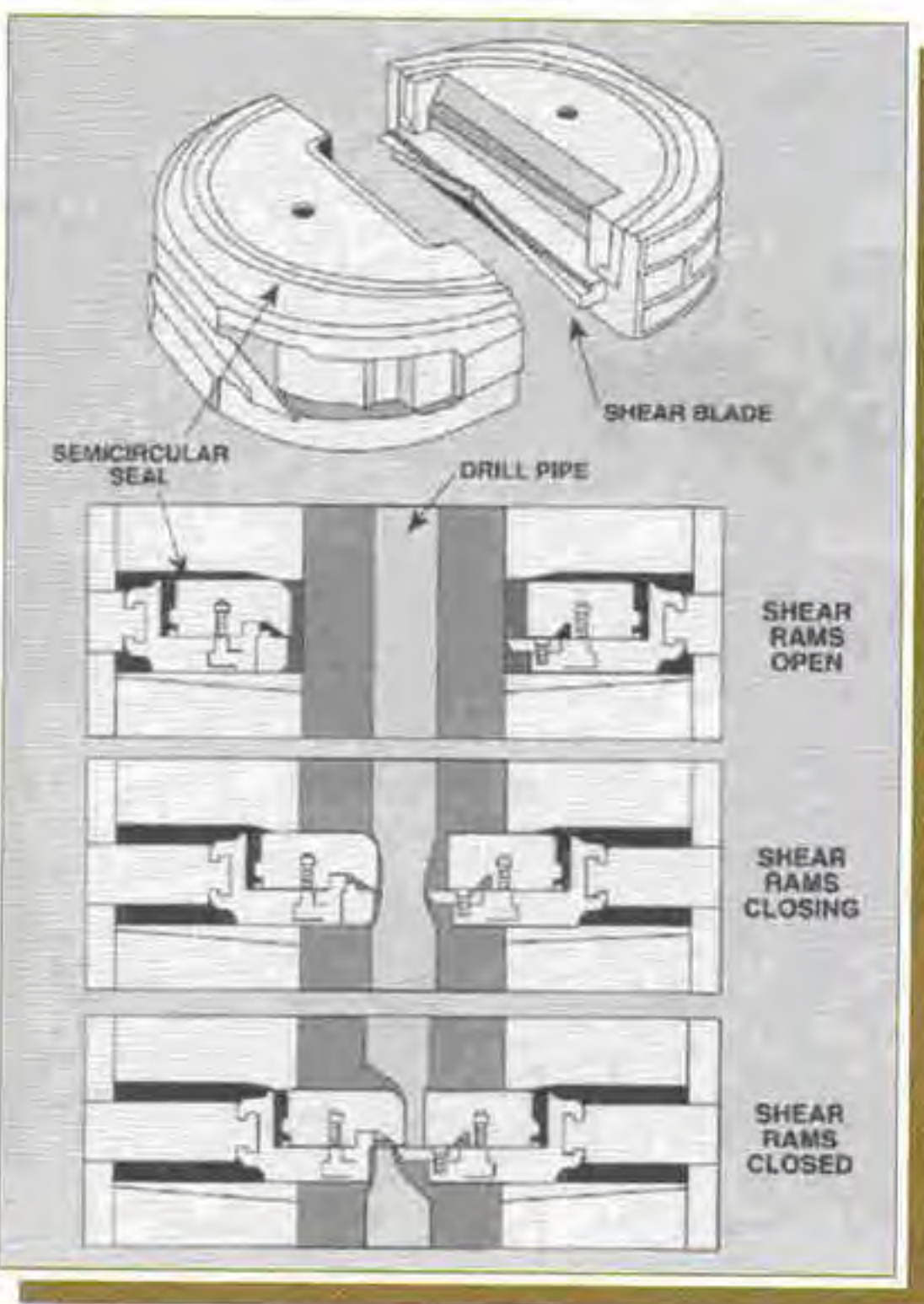


شکل ۱۱- نمایی از یک رم لوله‌ای



شکل ۱۲- نمایی از یک رم تخت

طوفان‌های دریایی از محل دور شوند. در مواقع اضطراری خدمه ریگ، رمهای نوع تخت برشی را می‌بندند که در نتیجه لوله حفاری را برش داده و حفره چاه را آب‌بندی می‌نمایند. از آنجاییکه لازم نیست خدمه منتظر بیرون آوردن ستون اجزای حفاری از داخل حفره چاه شوند، به سرعت می‌توانند ریگ حفاری را از محل دور نمایند. بعد از برطرف شدن شرایط اضطراری، خدمه می‌توانند ریگ را به محل بازگردانده و بعد از بیرون آوردن اجزای ستون حفاری برش خورده در داخل چاه، حفاری را ادامه دهند. این عمل باعث می‌شود که از آسیب دیدن ریگ حفاری که بسیار گرانبه است جلوگیری شود. همچنین از رمهای برشی زمانی استفاده می‌شود که تمام رمهای لوله‌ای و فوران‌گیرهای مدور از کار افتاده باشند. فوران‌گیرهای رم برای فشارهای کاری، 2000، 5000، 10000 و 15000 Psi موجود می‌باشند. در شکل ۱۴ اجزای تشکیل دهنده انواع رمهای ذکر شده در بالا نشان داده شده است.



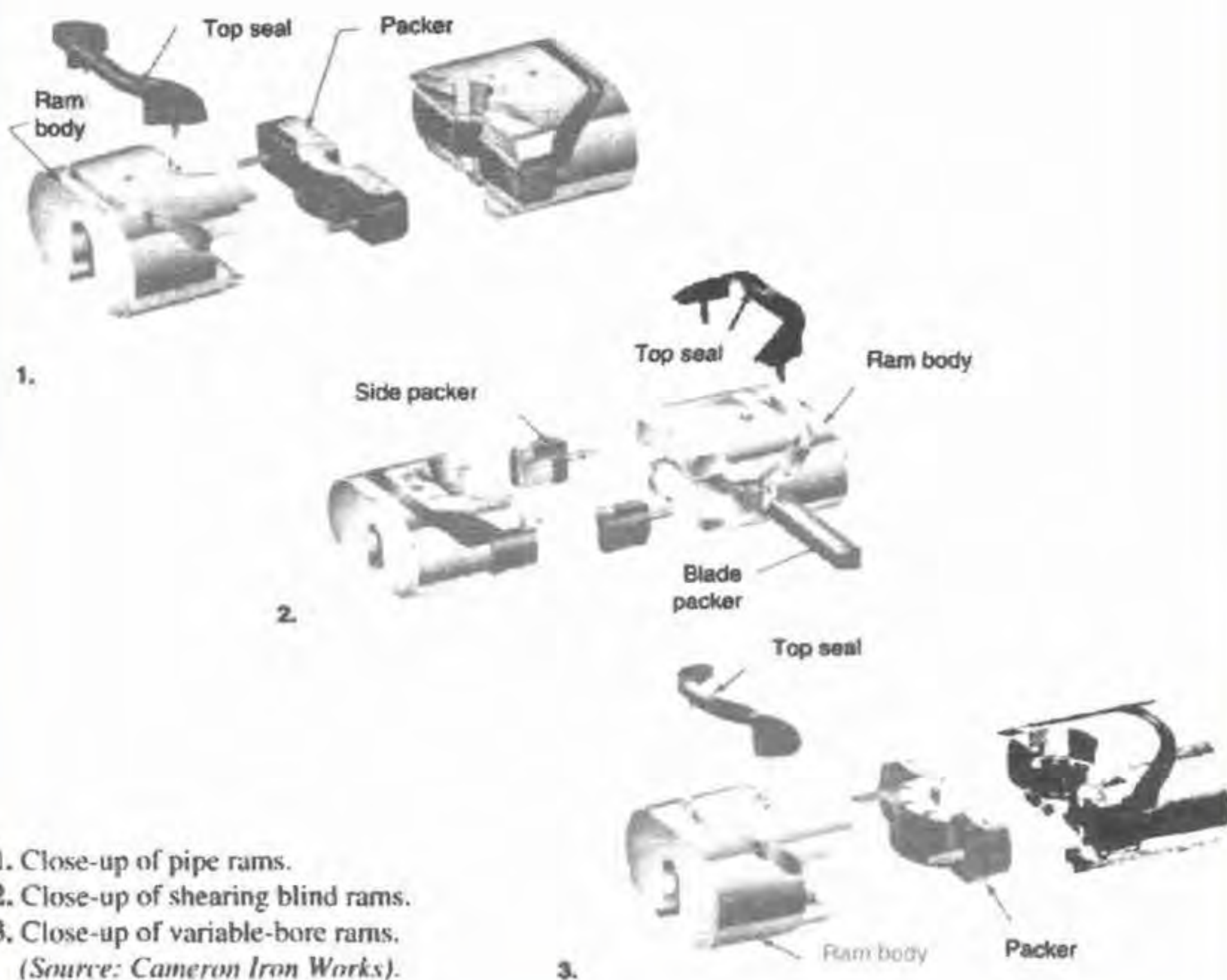
شکل ۱۳- نمایی از یک رم برشی



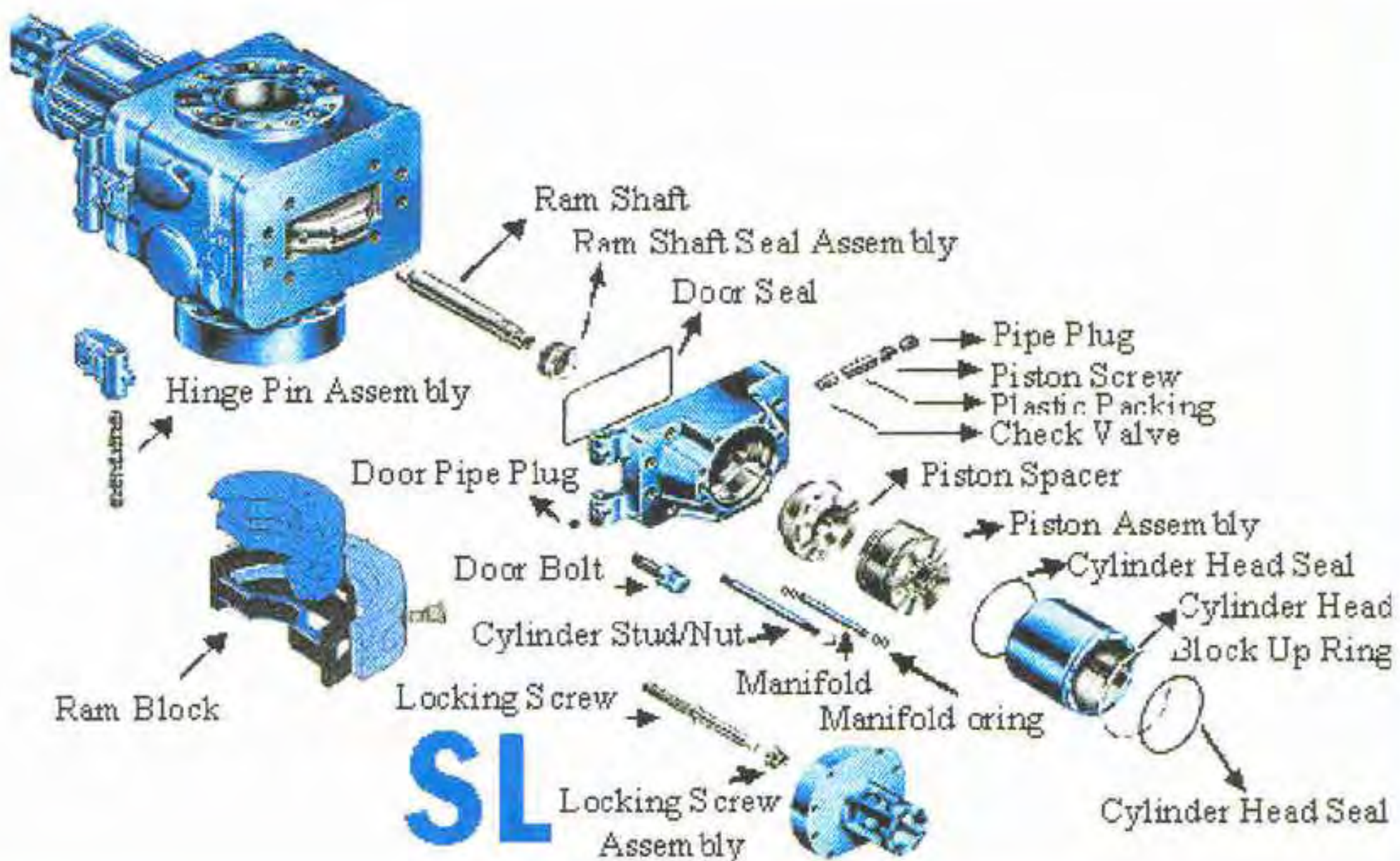
همچنین شکل ۱۶ بعضی از این قطعات را از نمای نزدیکتر نشان می دهد.

یکی از قسمت های اصلی BOP نوع رم قسمت مجرا بند می باشد که از قسمت های فلزی و الاستومری تشکیل شده است. شکل ۱۷ چندین نوع مونتاژ بلوک رم (Ram Block Assembly) و شکل ۱۸ قسمت الاستومری آنها را نشان می دهد.

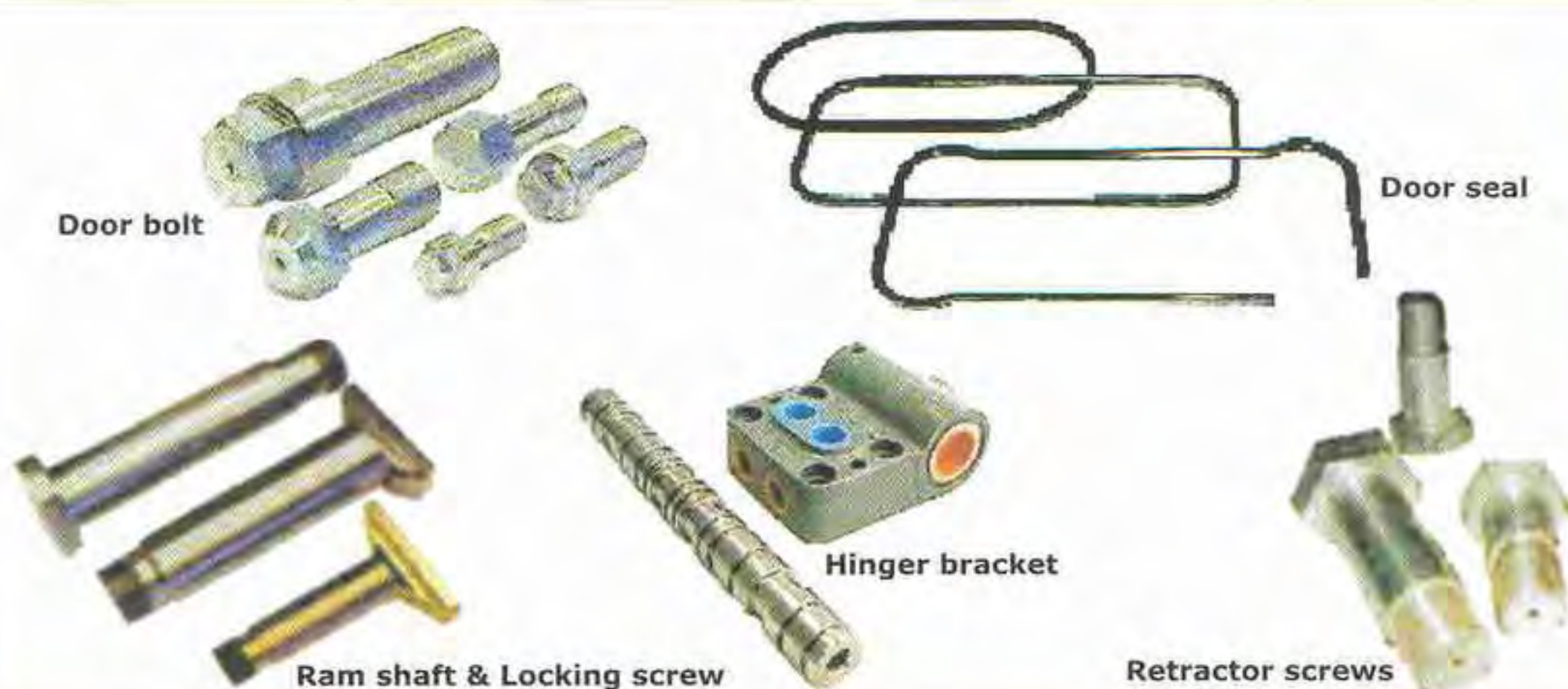
هر دو نوع BOP رم و مدور بصورت هیدرولیکی بسته می شوند. بعلاوه فوران گیرهای نوع رم دارای یک ابزار قفل کننده پیچی (Screw Locking Device) هستند که اگر سیستم هیدرولیک دچار مشکل شود، می توانند برای بستن فوران گیر بکار روند. نمای انفجاری از یک BOP رم مدل SL ساخت شرکت Shaffer در شکل ۱۵ نشان داده شده است.



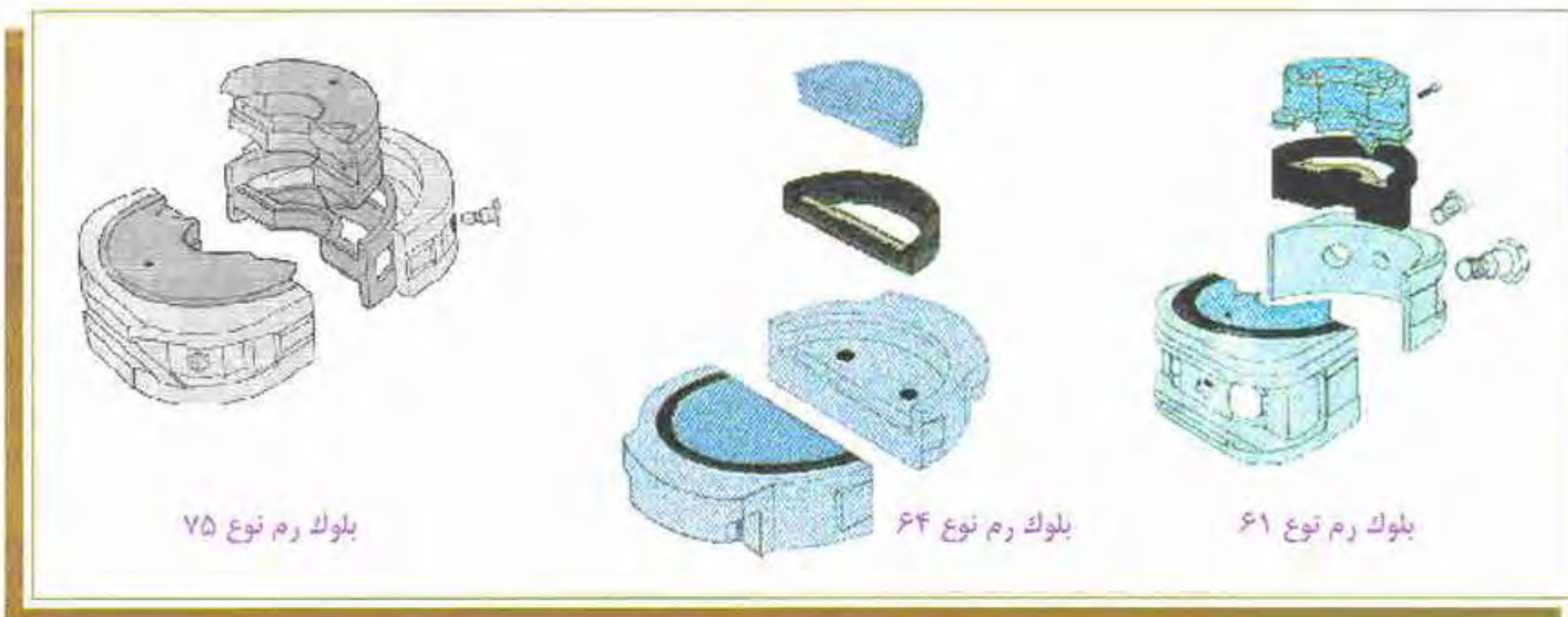
شکل ۱۴- اجزای تشکیل دهنده مجرا بندهای (Packers) رم های نوع لوله ای تخت و تخت برشی



شکل ۱۵- نمای انفجاری از یک BOP رم مدل SL ساخت شرکت Shaffer



شکل ۱۶- نمای نزدیک از بعضی از قطعات BOP نوع رم



شکل ۱۷- نمایی از چند نوع بلوک رم ساخت شرکت Shaffer

۵- انواع دیگر شیرهای فوران گیر

علاوه بر دو نوع ذکر شده، از انواع دیگری از شیرهای فوران گیر، بسته به شرایط و در موقعیت‌های مختلف استفاده می‌شود که در ادامه شرح داده می‌شوند.

۵-۱- فوران گیرهای چرخشی

(Rotary Preventers)

این نوع فوران گیرها این امکان را فراهم می‌کنند که استرینگ حفاری همراه با چرخش وارد یا خارج شود. این نوع فوران گیرها در بالای فوران گیرهای معمولی قرار داده شده و به منظور حفاری تحت فشار، زمانی که گل حفاری با دانسیته پایین مورد نیاز است (در مواقعی که افزایش دانسیته باعث افت سرکولاسیون می‌شود) استفاده می‌شوند. اساساً این نوع فوران گیرها بیشتر برای حفاری با هوا یا گاز به عنوان سیال حفاری استفاده می‌شوند تصویر شماتیک یک نوع BOP چرخشی و اجزای تشکیل دهنده آن در شکل ۱۹ نشان داده شده است.

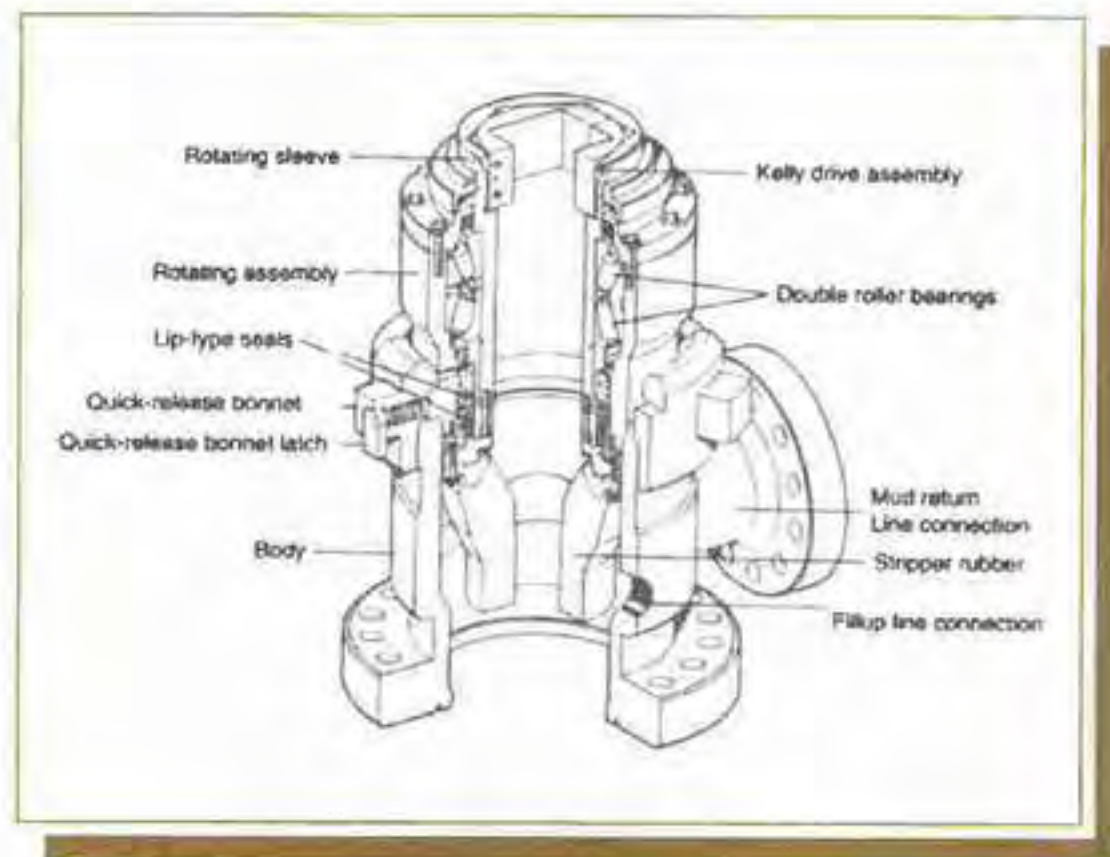


شکل ۱۸- نمایی از چند نوع الاستومر بلوک رم ساخت شرکت Shaffer

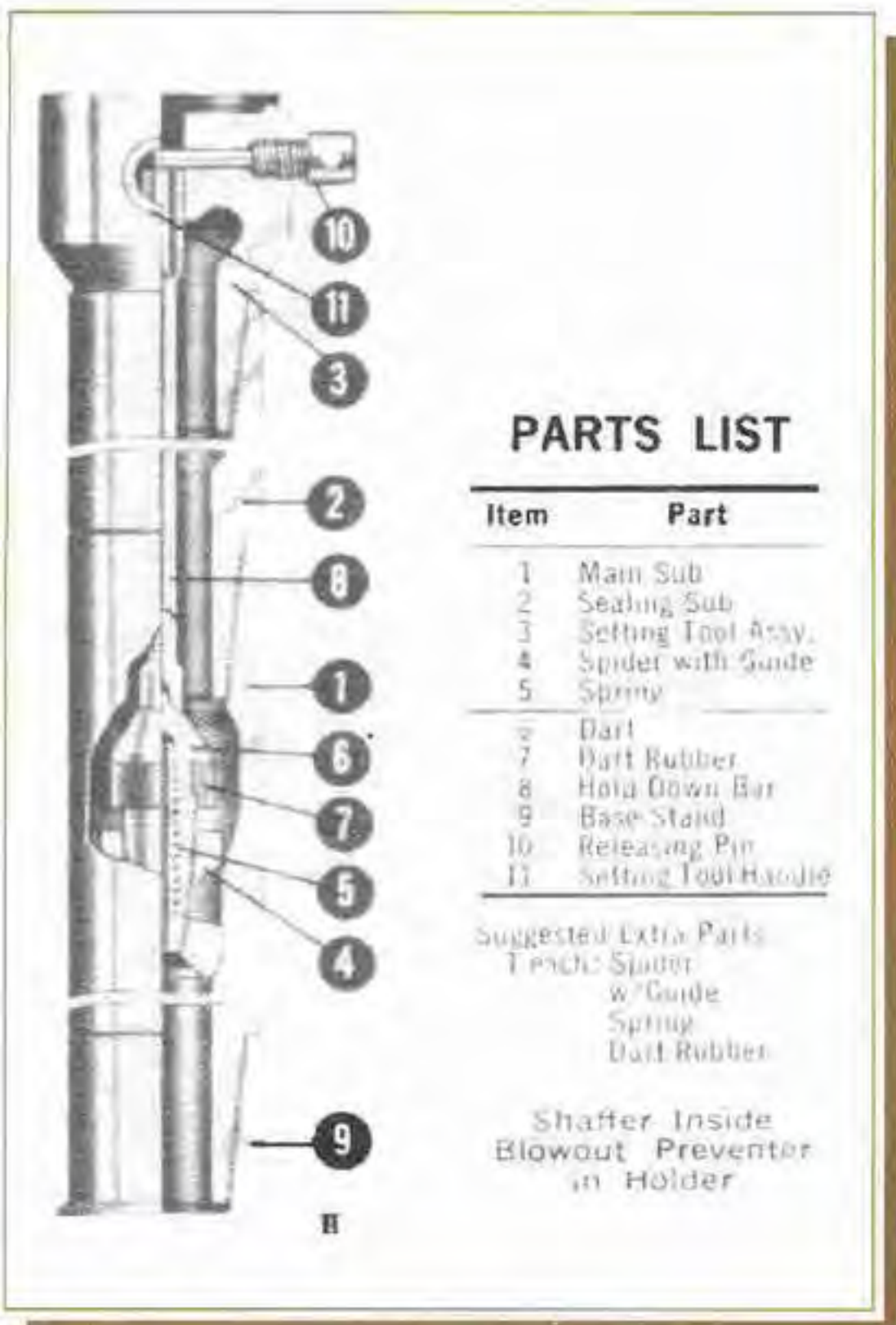
۵-۲- فوران گیرهای درونی (Internal Preventers)

یک BOP درونی شیرری است که اگر چاه شروع به جریان در طول فرآیندهای stripping نماید، می تواند در استرینگ حفاری قرار داده شود. شیرهای توپی (Ball Valves) مشابه با شیرری که در شکل ۲۰ نشان داده شده است، نیز می تواند به عنوان BOP درونی استفاده شوند. بعلاوه همچنین BOP های درونی نوع dart-type (check valve) نیز موجود می باشند (شکل ۲۱).

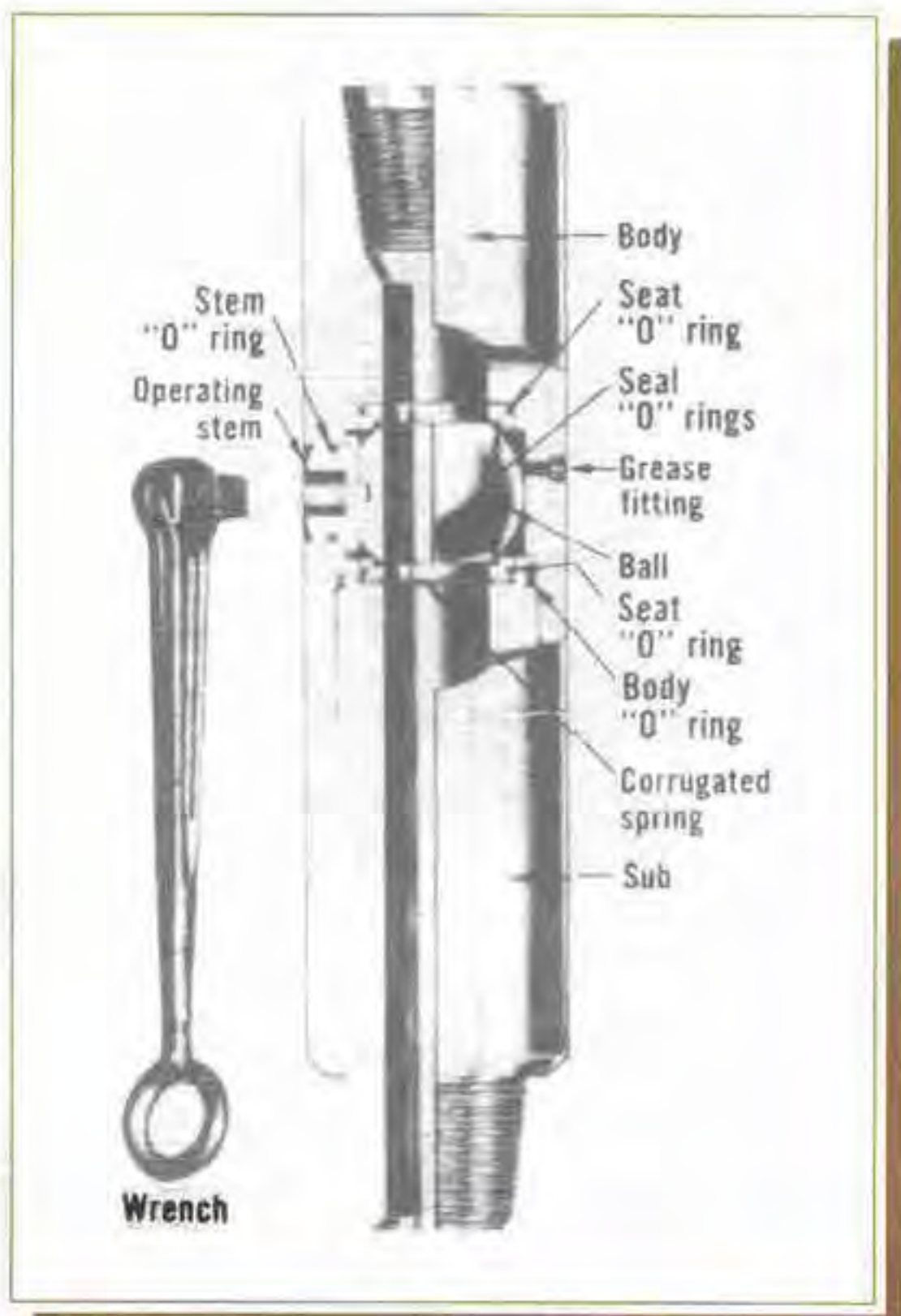
این نوع BOP باید قبل از اینکه لوله حفاری در چاه Stripped "back" شود در استرینگ حفاری قرار داده شود. زیرا این عمل امکان می دهد که گل حفاری پس از رسیدن به پایین چاه به سمت پایین استرینگ حفاری پمپاژ شود BOP های درونی



شکل ۱۹- نمای برش خورده یک BOP چرخشی و اجزای تشکیل دهنده آن



شکل ۲۱- نمایی از یک BOP درونی نوع dart



شکل ۲۰- نمایی از یک BOP درونی نوع Ball valve

۶-۲-۲- دمایی کاری

دمای مینیمم پایین‌ترین دمایی است که تجهیزات ممکن است تحت آن قرار گیرند. دمای ماکسیمم بالاترین دمایی سیالی است که از داخل تجهیزات عبور می‌کند.

۶-۲-۲-۱ محدوده دمایی برای مواد فلزی

تجهیزات BOP باید طوری طراحی شوند که در محدوده دمایی اشاره شده در جدول ۱ بتوانند کار کنند.

۶-۲-۲-۲ کلاس دمایی برای مواد الاستومری

کلاس دمایی برای مواد الاستومری در جدول ۲ نشان داده شده است. مواد الاستومری باید طوری انتخاب و ساخته شوند که بتوانند در محدوده دمایی ذکر شده در جدول ۲ کار کنند.

۶-۳-۱ کلاس مواد

۶-۳-۱-۱ مواد فلزی

قطعات BOP طبق استاندارد API 16A به دو نوع قطعات حاوی فشار (Pressure Containing Parts) و قطعات کنترل کننده فشار (Pressure Controlling Parts) تقسیم می‌شوند. یک مشخصه مواد نوشته شده برای تمام این قطعات لازم است. این مشخصات که توسط سازنده نوشته می‌شود باید شامل موارد ذیل باشد:

الف- ترکیب شیمیایی همراه با تترانسها

در صورت نیاز با چرخاندن به درون یک استرینگ حفاری همراه با شیر یا dart در موقعیت باز نصب می‌شوند. وقتی که BOP نصب شده، شیر می‌تواند بسته شده یا dart آزاد شود.

۶- مشخصات شیرهای فوران گیر

مراحل ساخت و کنترل کیفی اجزاء و قطعات شیرهای فوران گیر باید مطابق استاندارد API spec. 16A باشد. محدوده فشار و درجه حرارت و کلاس مواد موافق با آنها نیز در این استاندارد آمده است.

۶-۱-۱ فشار کاری

تجهیزاتی که تحت پوشش استاندارد API 16A قرار دارند تنها می‌توانند تحت فشارهای کاری زیر قرار داده شوند: 2000, 3000, 5000, 10000, 15000, 20000psig و

جدول ۱- محدوده دمایی برای مواد فلزی طبق استاندارد API 16A

Classification	Operating Range (°F)
T-75	-75° to 250°
T-20	-20° to 250°
T-0	-0° to 250°

جدول ۲- کلاس دمایی برای مواد الاستومری طبق استاندارد API 16A

Lower Limit (first digit)

A	15°F
B	0°F
C	10°F
D	20°F
E	30°F
F	40°F
G	other
X	(see note)

Upper Limit (second digit)

A	180°F
B	200°F
C	220°F
D	250°F
E	300°F
F	350°F
G	other
X	(see note)

Note: these components may carry a temperature class of 40° to 180° F without performing temperature verification testing provided they are marked as temperature class "XX" in accordance with this section.

می شود ، بتوانند نیازمندی های مربوط به جدول ۳ و ۴ را برآورده نمایند.

قطعات حاوی فشار که از فولادهای کربنی یا کم آلیاژی یا فولادهای ضد زنگ مارتنزیتی ساخته می شوند، باید دارای محدوده ترکیب شیمیایی مطابق با جدول ۵ باشند. همچنین حداکثر تفرانس مجاز عناصر آلیاژی در جدول ۶ مشخص شده است. لازم نیست که سیستم های آلیاژی غیر مارتنزیتی مطابق با جدول ۵ و ۶ باشند.

۶-۳-۲- مواد الاستومری

هر سازنده باید دارای مشخصات نوشته شده ای برای تمام مواد الاستومری بکار رفته در ساخت قطعات BOP باشد. این مشخصات به منظور معیار پذیرش و کنترل باید شامل تست های فیزیکی و محدوده های زیر باشد:

الف- سختی طبق ASTM D2240 یا D1415

ب- کنترل کیفی مواد

ج- فرآیند ذوب مواد

د- فرآیند شکل دهی

ن- روش عملیات حرارتی شامل سیکل زمانی و دمایی همراه با تفرانسهای مربوطه ، تجهیزات عملیات حرارتی و محیط خنک کننده.

و- نیازمندی های NDE

ه- نیازمندی های خواص مکانیکی

مواد مورد استفاده برای قطعات حاوی فشار، در فشارهای کاری مختلف طبق استاندارد API 16A در جدول ۳ نشان داده شده است.

همچنین در جدول ۴ خواص مکانیکی مواد ذکر شده در جدول ۳ آورده شده است.

قطعات حاوی فشار شامل اجزای BOP و اتصالات مربوطه باید از موادی ساخته شوند که همانطور که بوسیله سازنده مشخص

جدول ۳- مواد مورد استفاده برای قطعات حاوی فشار طبق استاندارد API 16A

PARTS	Pressure Rating (Psi)					
	2,000	3,000	5,000	10,000	15,000	20,000
Body	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	45K,60K 75K	60K,75K
End Connections	60K	60K	60K	60K	75K	75K
Blind Flanges	60K	60K	60K	60K	75K	75K
Blind Hubs	60K	60K	60K	60K	75K	75K

جدول ۴- خواص مکانیکی مواد بکار رفته برای قطعات حاوی فشار طبق استاندارد API 16A

API Material Designation	Yield Strength 2 % offset, minimum (psi)	Tensile Strength, minimum (psi)	Elongation in 2 in., minimum (%)	Reduction in Area, minimum (%)
36K	36,000	70,000	21	None specified
45K	45,000	70,000	19	
60K	60,000	85,000	18	
75K	75,000	95,000	18	



بعضی از مواد الاستومری بکار رفته در ساخت BOP در جدول ۷ نشان داده شده است.

ب- خواص تنش - کرنش نرمال طبق

ASTM D412 یا D1414

د- تست Immersion طبق ASTM D471 یا D1414

جدول ۶- نیازمندی‌های مربوط به محدوده حداکثر تفرانس عناصر آلیاژی (Wt %)

Alloying Element	Carbon and Low Alloy Steels Limit (Wt%)	Marntensitic Stainless Steels Limit (Wt%)
Carbon	0.08	0.08
Manganese	0.40	0.40
Silicon	0.30	0.35
Nickel	0.50	1.00
Chromium	0.50	
Molybdenum	0.20	0.20
Vanadium	0.10	0.10

جدول ۵ - محدوده ترکیب شیمیایی فولاد (Wt %) برای قطعات حاوی فشار

Alloying Element	Carbon and Low Alloy Steels Limit (Wt%)	Marntensitic Stainless Steels Limit (Wt%)
Carbon	0.45 Max	0.15 Max
Manganese	1.80 Max	1.00 Max
Silicon	1.00 Max	1.50 Max
Phosphorus	0.04 Max	0.04 Max
Sulfur	0.04 Max	0.04 Max
Nickel	1.00 Max	4.50 Max
Chromium	2.75 Max	11.0 - 14.0
Molybdenum	1.50 Max	1.00 Max
Vanadium	0.30 Max	N/A

جدول ۷ - مواد الاستومری بکار رفته در ساخت BOP

Common Name	Chemical Name	ASTM Code D1418
Butyl	isobutylene-isoprene	IIR
	Epichlorohydrin	CO
	Epichlorohydrin- ethylene oxide	ECO
Kel-F	Chloro fluoro elastomer	CFM
Hypalon	Chlorosulfonated polyethylene	CSM
EPR	Ethylene-propylene copolymer	EPM
EPT	Ethylene-propylene terpolymer	EPDM
Viton	Fluorocarbon	FKM
Natural Isoprene	Polyisoprene	NR
Natural or synthetic Nitrile	Polisoprene	IR
	Butadiene-acrylonitrile	NBR
Acrtlic Diene	Polyacrylic polybutadiene	ACM
Neoprene	Polychloroprene	BR
Vistanex	Polyisobutylene	CR
Thiokol	Polysulfide	IM
Silicone	Polysiloxanes	-
SBR(GR-S)	Styrene-butadiene	Si
Urethane	Diisocyanates	SBR
		-

Note: Compounds which are not listed above shall be marked "N/A".

۷- استانداردهای ساخت و کنترل کیفی

نفت آمریکا API طراحی شده است که در ادامه ذکر می شود.

1- API Spec16A

Title: Specification for Drill through equipment, Second edition

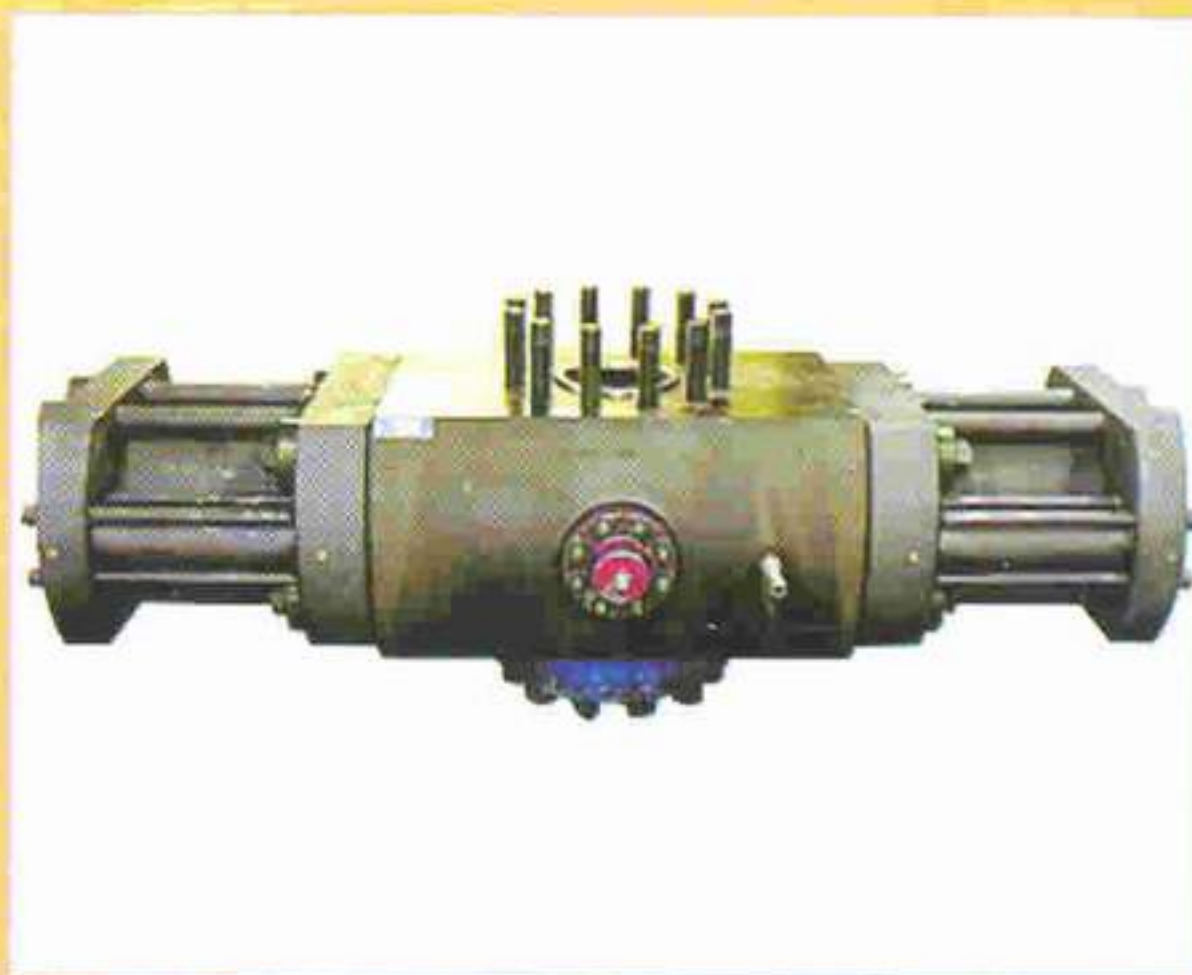
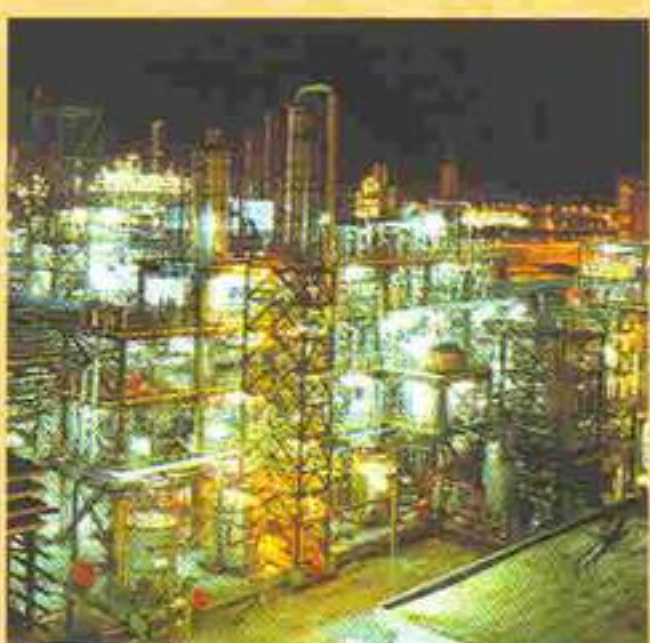
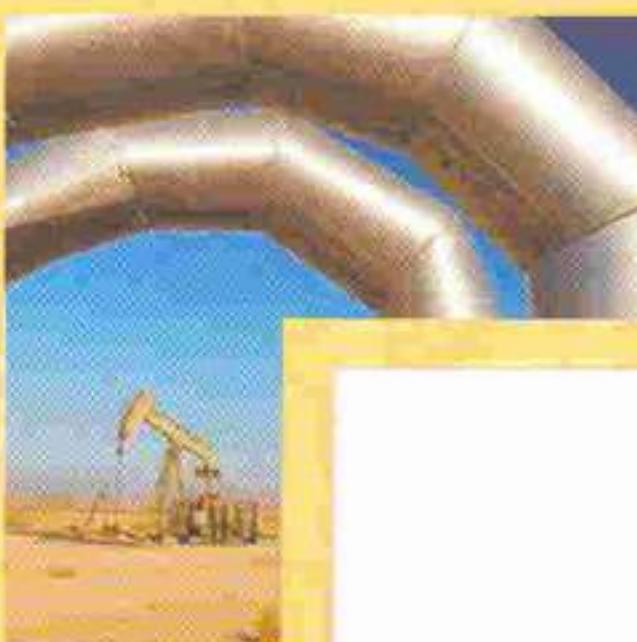
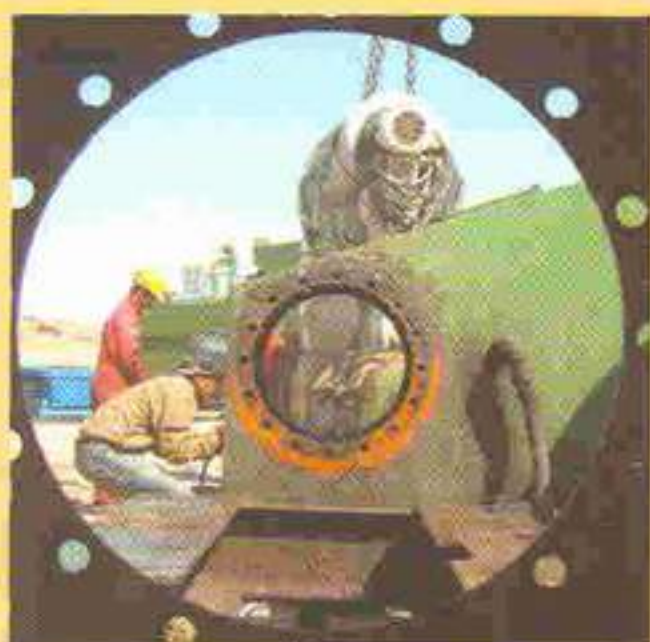
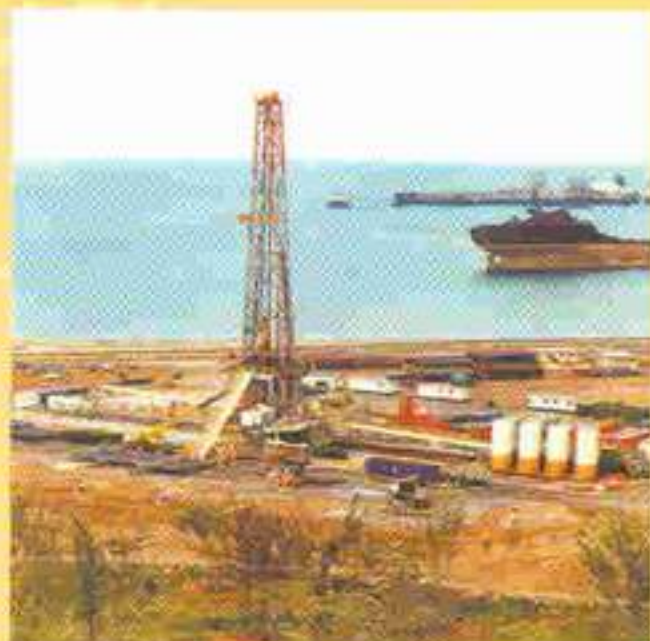
2- API Spec Rp53

Title: Blowout prevention Equipment systems for Drilling wells, third Edition

به منظور فراهم کردن نیازمندی های طراحی، شرایط عملکرد، مواد و ساخت، آزمایشات کنترل کیفی، بازرسی، جوشکاری، علامت گذاری، بسته بندی، حمل و نقل، نگهداری، نصب و تعمیر مجدد شیرهای فوران گیر استانداردهایی توسط انجمن

۸- شرکت های سازنده BOP

نام شرکت	محصولات	مشخصات
Hydrill	Manufacturer of a wide variety of products for petroleum drilling and production including high, premium tubular connections for casing Blowout preventers, torque tool joint pressure control systems, drill stem, diverters subsea drilling systems, valves and actuators, high performance chokes and oilfield and custom rubber products	P.O.Box: 60458, Houston, TX 77205-0458 Address: 3300N. Sam Houston Parkway East Houston, TX 77032-3411 Telephone: 281-442-2000 Fax: 281-295-2828 Website: www.Hydrill.com
Shaffer (A varco company)	Pressure control and blowout prevention equipment	Varco International Inc Address: 2000w-sam Houston, Parkway South Houston, TX 77042 281.253.2200 Email: Shaffer@varco.com Website: www.varco.com
Cameron	B.O.P parts, Chokes, Drilling equipment Flanges, Flow control equipment, valve parts, Wellhead	Address: 600, 751-5th Avenue, sw Calgary T2P 2X6 Tel: (403) 261-2800 Fax: (403) 262-5181 Website: www.camerondiv.com
Woodco USA	Pressure control equipment, Inside blowout preventers	Address: Houston, Texas, USA Tel: 713-672-9491 Fax: 713-672-8768 E Mail: info@woodcousa.com Website: www.woodcousa.com
SANA International	Christmas Tree, manifold, valve, Blowout preventer	San Antonio, Texas, USA
Controlflow Inc	Oilfield valves, Wellhead equipment, Blowout preventer	USA E Mail: sales@controlflow.com Web site: http://controlflow.com
ABB	Drilling and production equipment, wellhead, Blowout preventer	Cambridge, England
Yoncheng Sanyi petrochemical Machinery co Ltd	Wellhead equipment, Valve, manifold Blowout preventer	Jianhu country, Jian Yang Road.



An Introduction to Blowout Preventers

IN THE NAME OF GOD



**Manufacturing Support &
Procurement (MSP)
Tehran KALA NAFT Company**

INTRODUCTION TO BLOWOUT PREVENTERS

1-Introduction	5
2-Blow out preventers	5
3-Annular preventers	7
4-Ram type preventer	10
5- Other Bop types	15
5-1-Rotary preventers	15
5-2-Inside preventers	16
6-Speacifications of BOP's	17
6-1-Working pressure	17
6-2-Temprature ratings	17
6-2-1- Metallic materials	17
6-2-2-Elastomeric material	17
6-3- Material requirements	17
6-3-1-Metallic parts	17
6-3-2-Non-metallic parts	18
7- Manufacturing and quality control standards	20
8- Bop manufacturers	20

1. INTRODUCTION

Blowout preventers or BOP are one of the most important well control equipments during drilling and work over well-control equipment helps prevent blow outs . A blow out is an uncontrolled flow of gas, oil or other well fluids into the atmosphere or into an underground formation .It can occur when formation pressure exceeds the pressure applied to it by the column of drilling fluid. A blowout dangers the lives of the crew, can destroy a rig worth millions of dollars, wastes much -needed petroleum, and may damage the environment. Fluid (oil, gas, or salt water) erupts form the well, usually with great force, and often ignites into a roaring inferno, especially if the fluid contains gas.

The right amount of drilling mud of the proper density usually prevents the formation fluid from getting into the borehole and blowing out. If the bit drills into of formation with higher than expected pressure, however, or if the crew allows the mud level in the hole to drop, formation fluid may enter the hole and the well may kick. During a kick, formation fluid enters the hole and forces some of the drilling mud out of the hole.

The crew must take corrective action at the first indication of a kick - when the mud level in the tanks rises and mud flows form the well even when the pump is shut down, or turned off. If the crew delays, all of the mud could spew out of the hole, allowing the formation fluid to flow uncontrolled to the surface. The result is a blowout.

2-BLOW OUT PREVENTERS

Blowout presenters (BOP), with other equipment and techniques, are used to close the well in and allow the crew controls a kick before it becomes blowout .Bop and other well control equipments are installed after setting and cementing the surface casing. The crew usually installs several Blowout preventers (called a stack) on top of the well (figure1).This Bop stack is consist of an annular preventer at the top and at least one pipe ram and one blind ram below.

Blowout preventers and their accessories are designed to:

- ▶ Seal off the well when formations are encountered that contain fluids whose pressure is greater than the hydrostatic pressure exerted by the drilling mud.
- ▶ Allow circulation so that mud can be treated and its density adjusted according to the formation pressure, and so that formation fluids that have entered the well bore can be circulated out . These operations are carried out under pressure.

Ablowout preventer is characterized by:

- ▶ The make (the main manufactures are Cameron, Shaffer and Hydrill).
- ▶ The type.
- ▶ The nominal size.
- ▶ The working pressure.

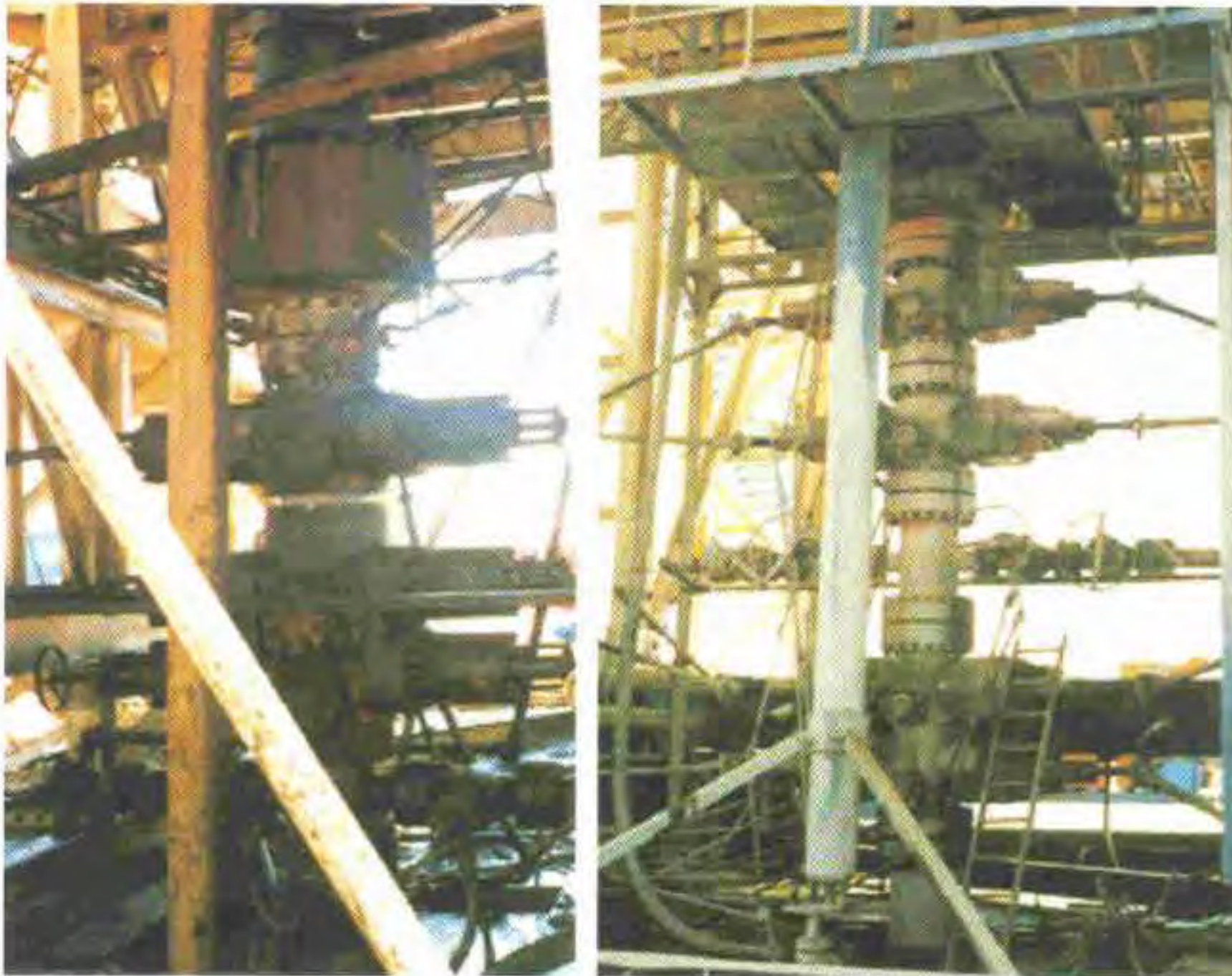
The last two characteristics give the size of connecting flanges, or studded ends. The sizes correspond to the through-bore diameter of the preventer and to the maximum working pressures.

Chief nominal diameters are: 7 1/6 " ,11",13 3/4" , 16 3/4",18 3/4",29 3/4",21 1/4", 29"and 30".Bop working pressures have the same names as API flanges:1000;

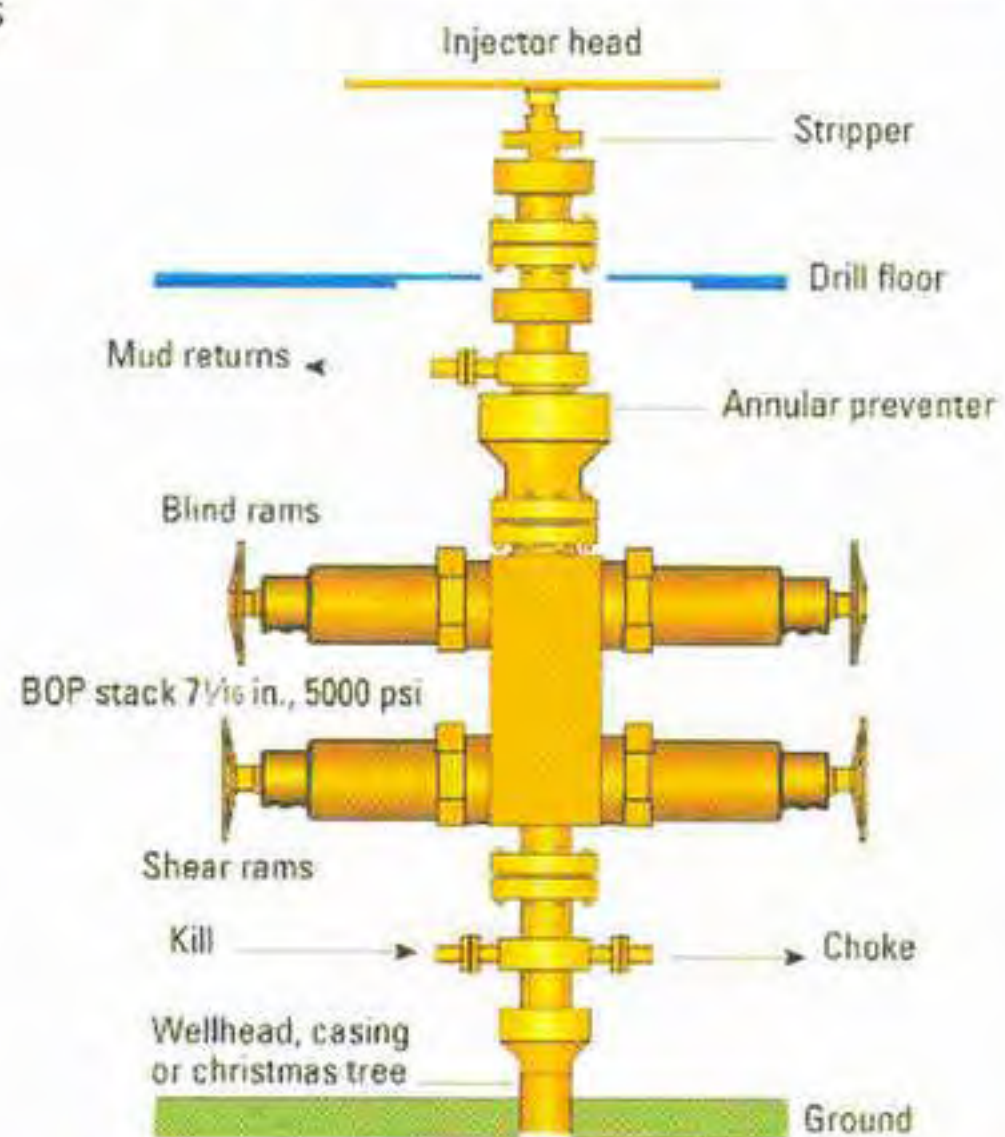
2000;3000;5000;10000;15000;and 20000 psi.

The flowing characteristics are also specified for each preventer:

- ▶ The maximum opening diameter or maximum diameter allowing drilling bits to pass though.



1.b- Bop constituents



1. a- Bop stack

Figure1- Bop stack and its constituents

► The opening and closing ratio i.e the ratio between the pressure prevailing in the well when the preventer is closed (or opened) and the hydraulic pressure required to close (or open) the preventer rams.

For example, the closing ratio of the Cameron U Bop is 7:1 which means that a pressure of 1000 psi has to be exerted on the pistons that operate the rams to close them if the pressure in the well is 7000 psi

► The volume of fluid required to open or close the Bop.

► The overall dimensions : height , Length ,width, weight along with the length or width (depending on the type) when the preventer has been opened to have its rams changed .

Blowout preventers have two major types: Annular preventers and ram preventers, that will be discussed later. In addition there are other Bop types that will be used in different situations and conditions.

3-ANNULAR PREVENTERS

An annular preventer (fig 2) has a rubber sealing element that, when activated, seals the annulus between the Kelly, the drill pipe or the drill collars.



Figure2- Annular preventer

Annular preventers stop flow from the well using a ring of synthetic rubber that contracts in the fluid passage. That rubber packing conforms to the shape of the pipe in the hole. Most annular preventers also will close an open hole if necessary. Annular preventers are available for working pressures of 2000, 5000 and 10000 psig.

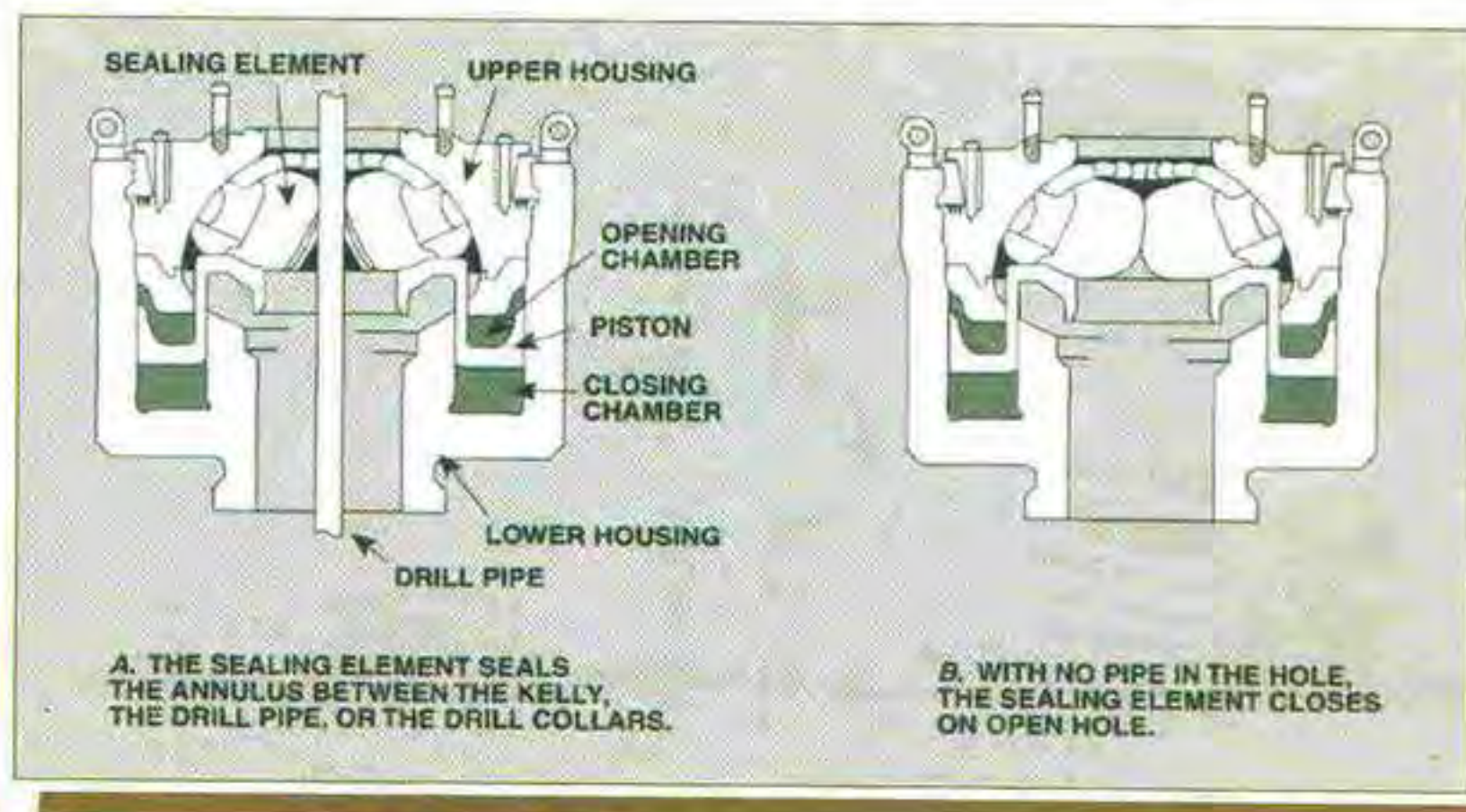
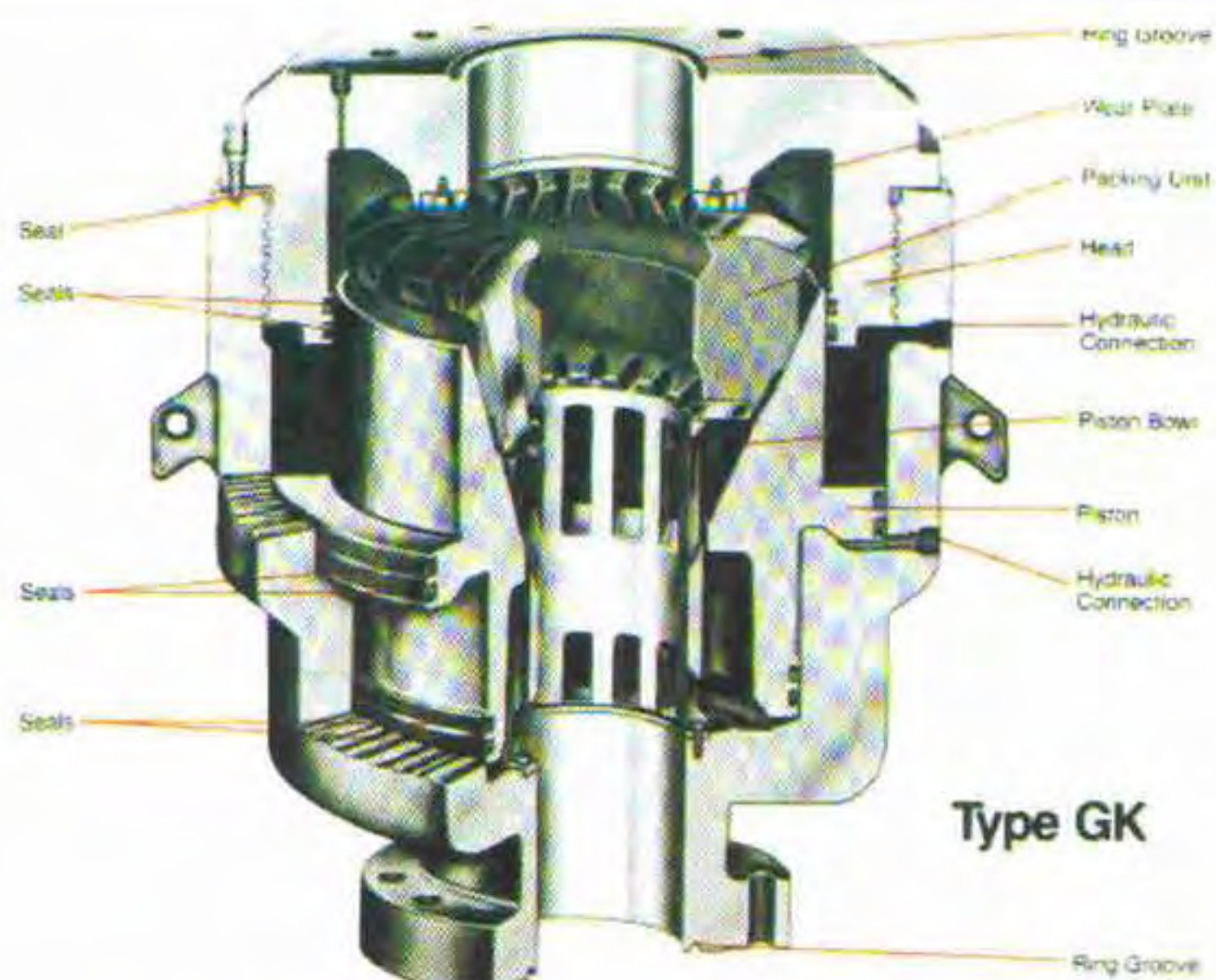
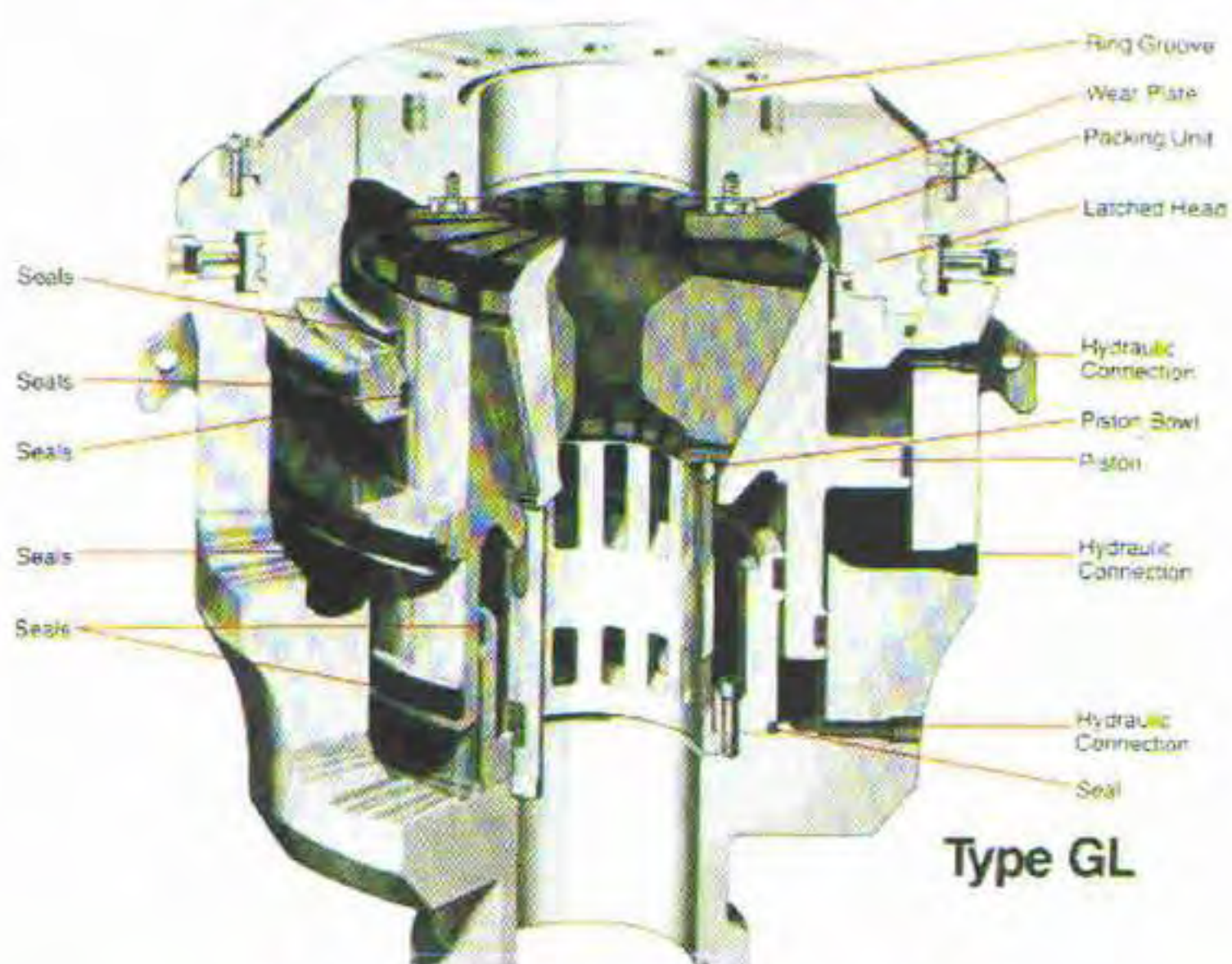


Figure3- Schematic view of an annular preventer when activated



4.a- Type GK annular preventer (Hydrill co)



4.b- Type GL annular preventer (Hydrill co)

Figure4- Detail of an annular preventer

The annular preventers are designed so that once the rubber element contact the drill string, the well pressure helps hold the preventer closed.

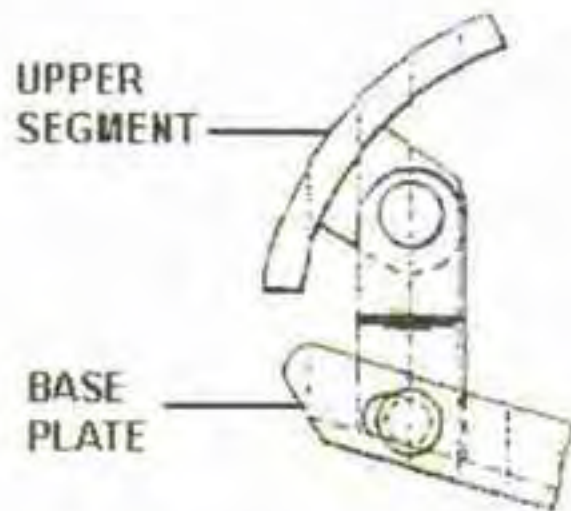
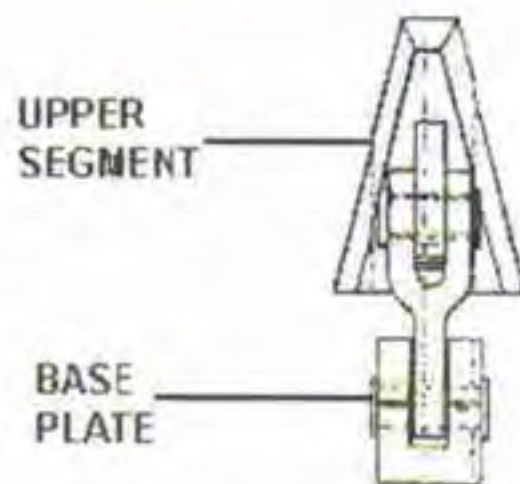


Figure6- Packing element

If no part of drill stem is in the hole, the annular preventer close on the open hole. Figure 3 illustrates the annular preventer closing on drill pipe (A) and on open hole (B). Detail design of an Annular preventer is show in figure 4. One of the most important parts of annular Bop is packing unit or packing ring. Detail of this equipment is shown in figure5.

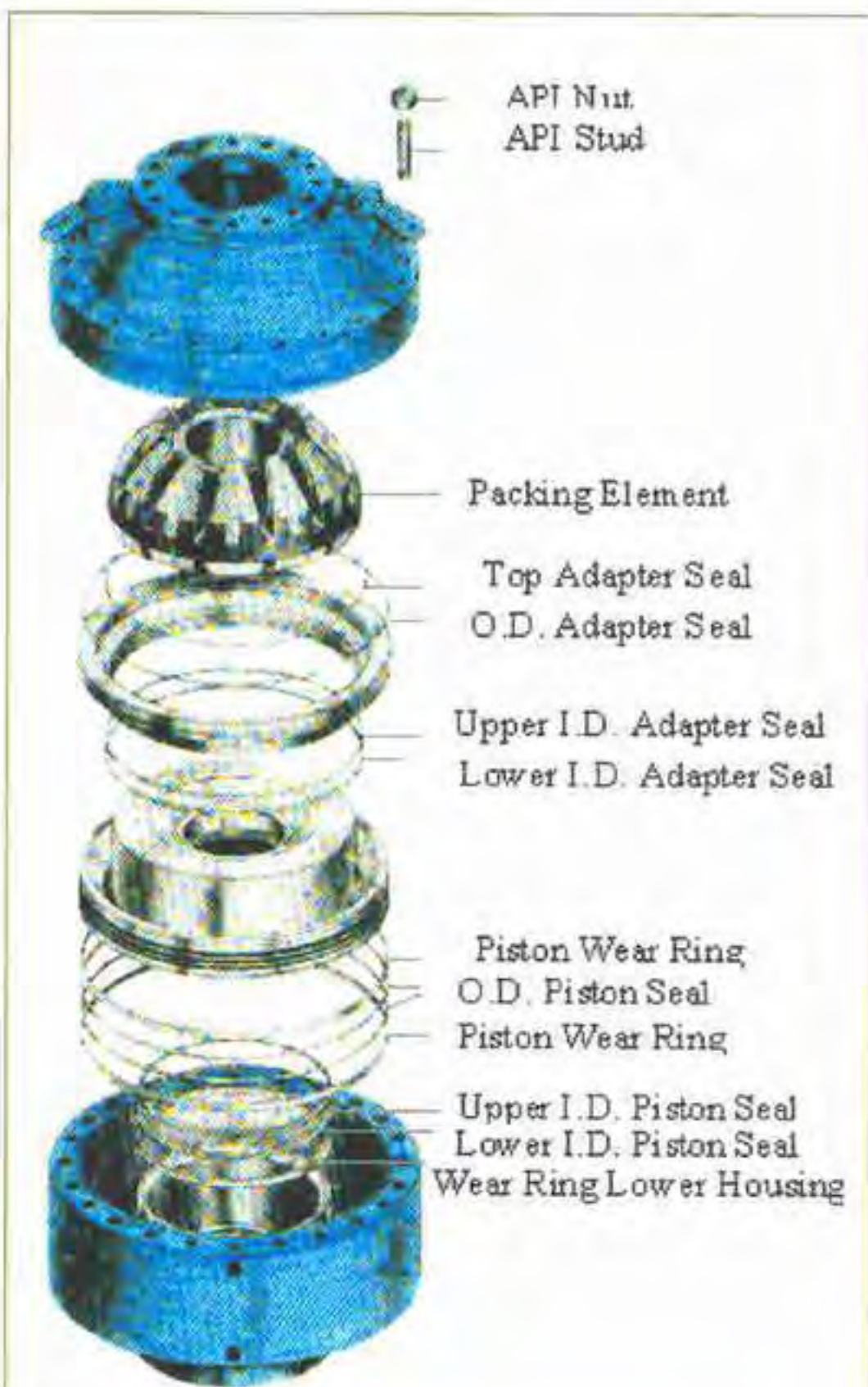


Figure5- Detail of packing unit



Depending on size, a BOP valve can use 10 to 30 insert plates in the seal ring

Figure7- Insert plate in annular Bop

Packing unit is consisting of packing element (figure6) and some seals. Another main part of packing unit is insert plate that strengthen the elastomeric ring (figure7).

The plates mechanically strengthen and stiffen the elastomeric ring and transfer the forces from the forcing piston to the face of the seal ring. The number, dimensions, and weight of the steel plates in a given valve depend on the size and configuration of the Bop, which are produced in



Figure9- Ram-type preventer

A wide range of sizes and capacities. Figure8 shows some insert plate that manufactured by casting process from molybdenum-chrome-nickel low alloy steel (AISI-SAE 8627).

4-RAM TYPE PREVENTER

Ram preventers are large steel valves (the rams) that have sealing element(fig9).

Ram preventers have two packing element on opposite sides that close by moving toward each other.

pipe rams have semicircular openings which match the diameter of pipe sizes for which they are designed.



Two Different Insert Plate Configurations

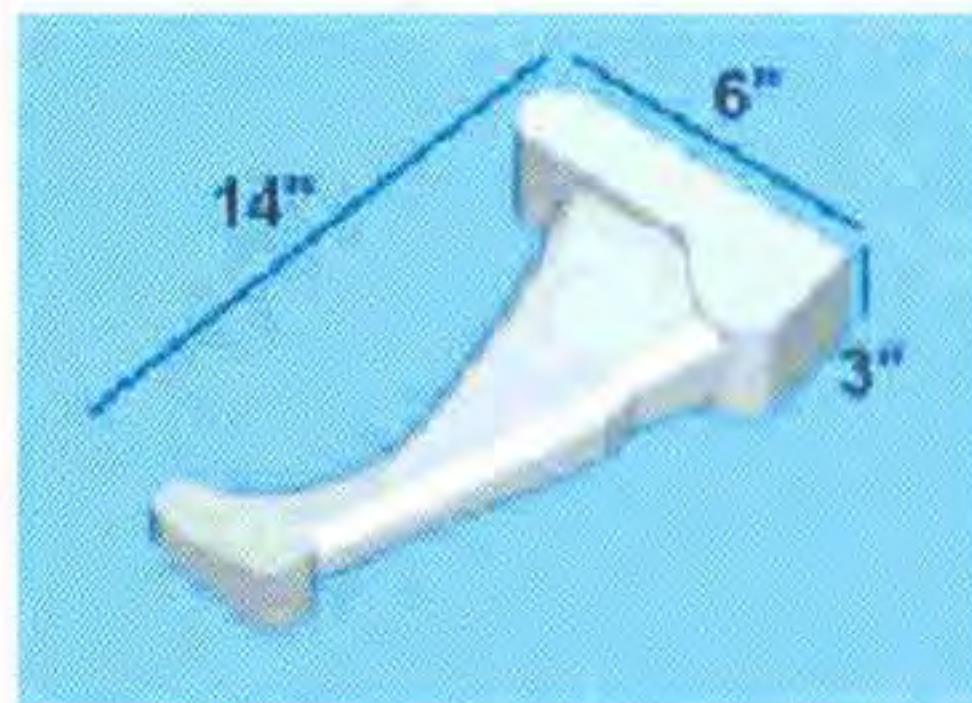
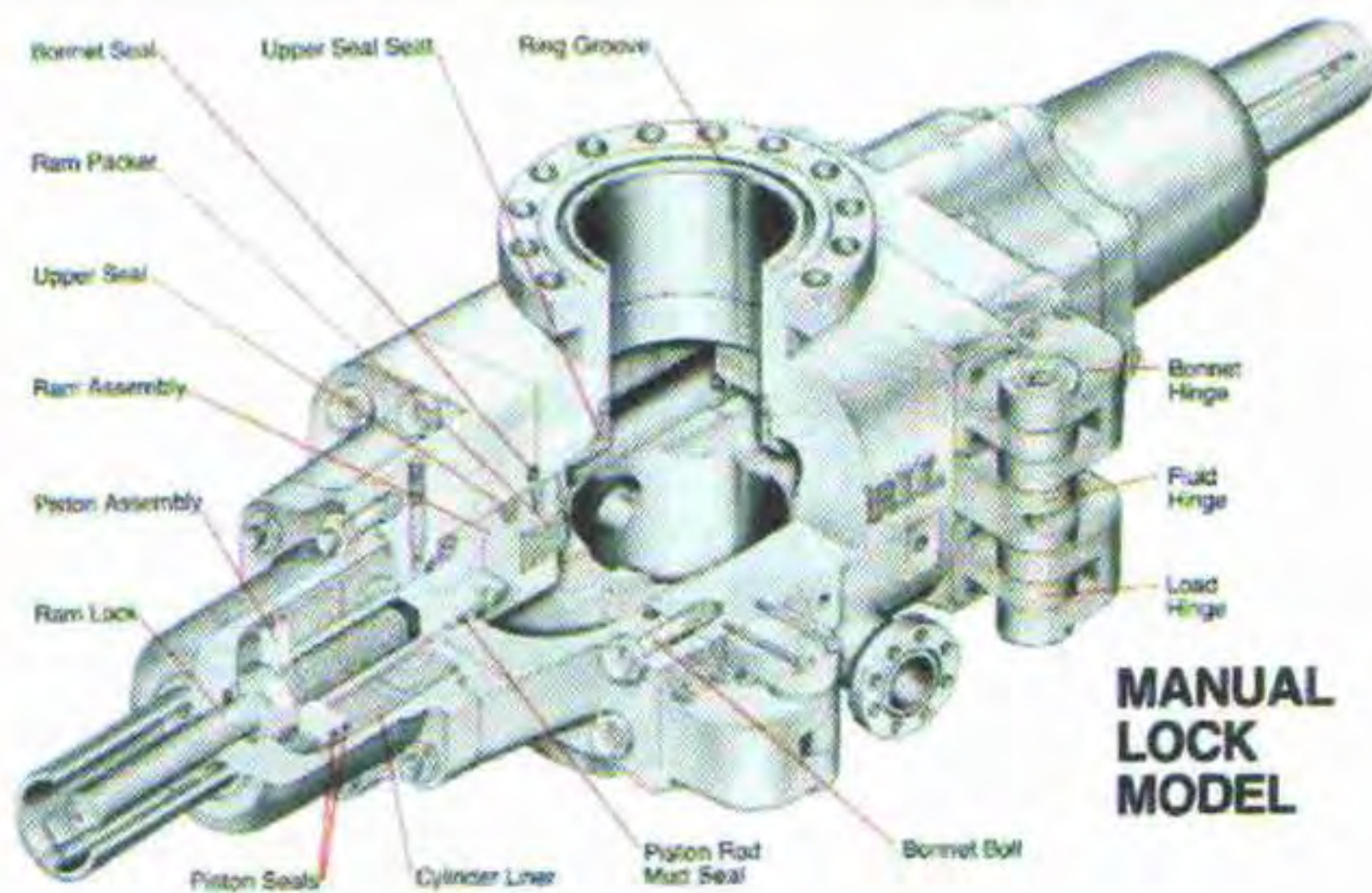


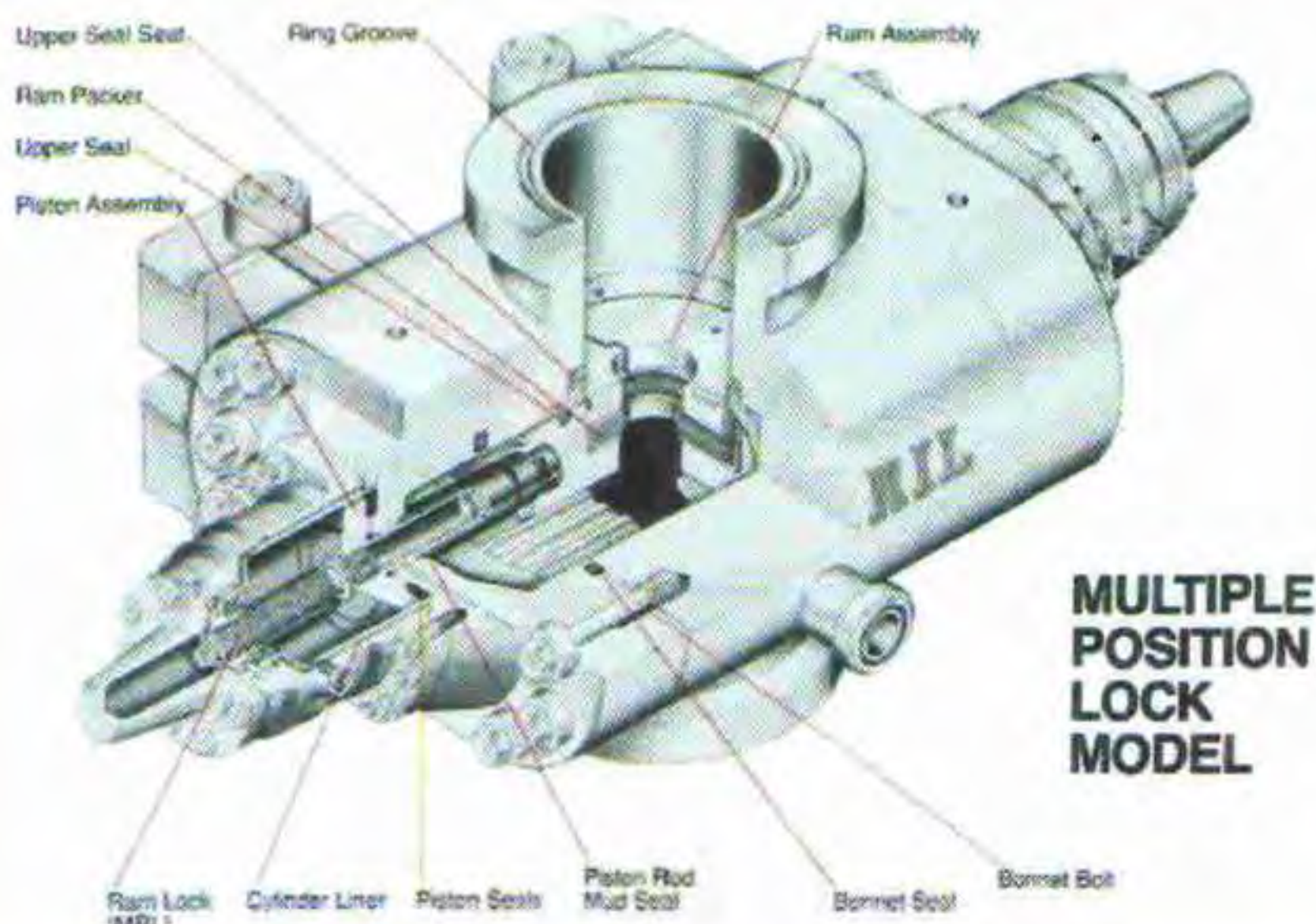
Figure8- Insert plate

Detail design of two types of ram type Bop is shown in figure 10. One type of ram preventer is called a pipe ram because it close on the drill pipe ; it cannot seal on open hole (fig 11). Blind ram preventers are straight-edged rams used to

close an open hole (fig12). In other words rams designed to close when no pipe is in the hole are called blind rams. Blind rams will flatten drill pipe if inadvertently closed with the drill string in the hole but will not stop the flow form the well.



10-a



10-b

Figure 10- Detail of Ram -type Bop

Blind-shear rams used mostly in offshore drilling, cut the drill pipe completely and seal the hole (fig 13). They allow a mobile offshore unit to move off the location in case of emergency, such as hurricane.

The crew closes the blind -shear rams which shear the pipe and seal the hole quickly. Since crew members do not have to wait to trip the drill string out, they can move the rig away rapidly. After the emergency is over, the crew can move the rig back to the site, retrieve, or "fish" the sheared string out of the hole, and go back to drilling.

This operation often called cut and run is a last resort but has saved many mobile rigs from destruction. Shear rams are closed on pipe only when all pipe ram and annular preventers have failed.

Ram preventers are available for working pressures of 2000, 5000, 10000 and 15000 psig. Detail design of all types of rams mentioned above is shown in fig 14.

Either of two types of Bop (ram and annular) are closed hydraulically. In addition ram type preventers have a screw type locking device that if the hydraulic system fail, can be used.

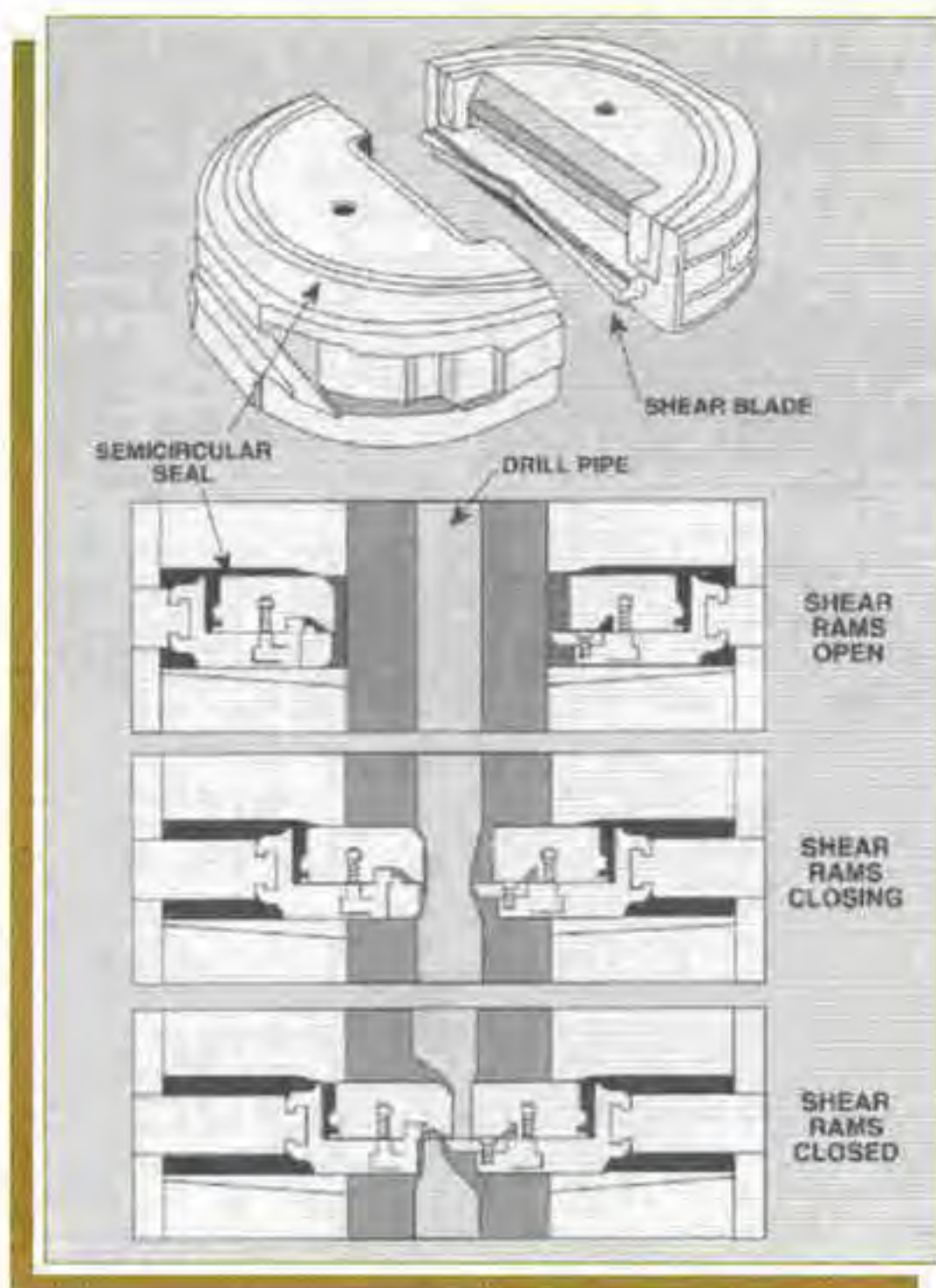


Figure13- Shear blind ram

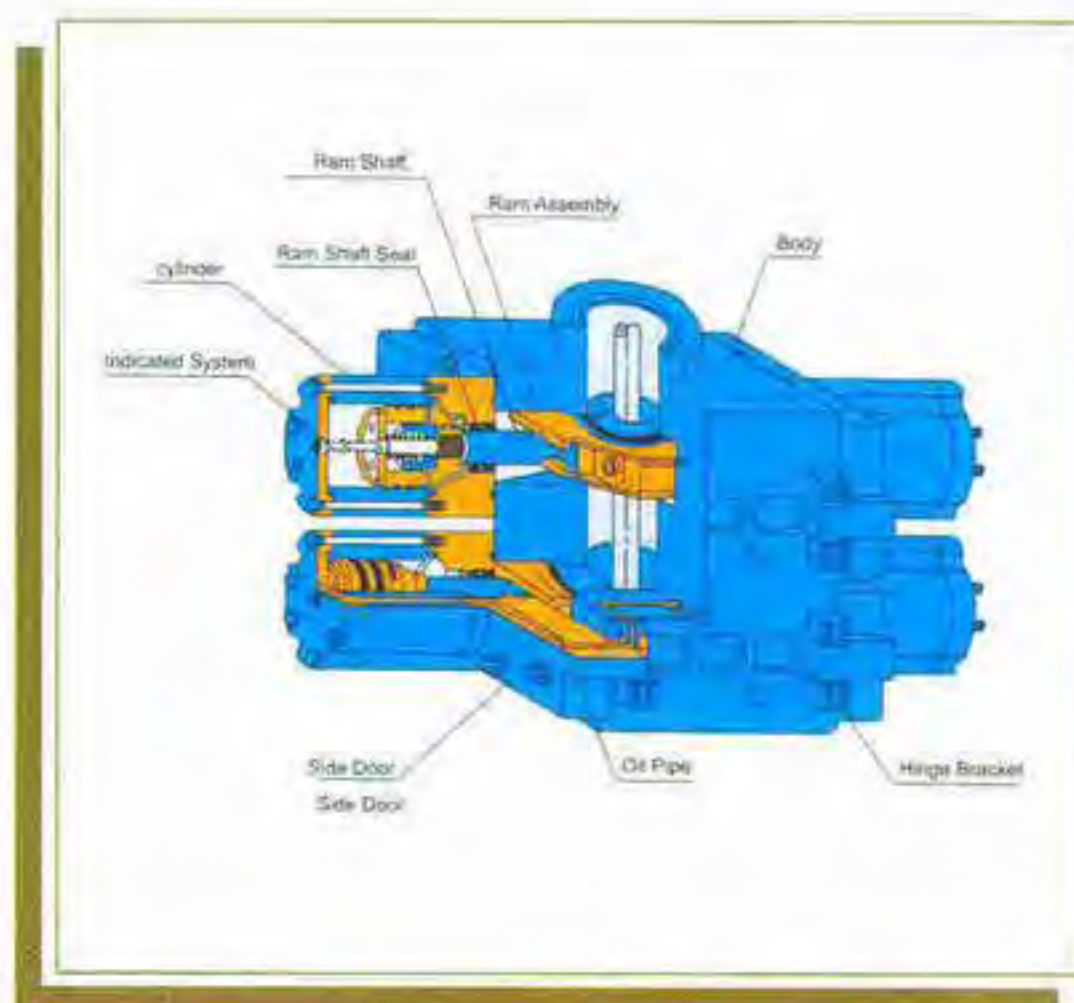


Figure 11- Pipe ram

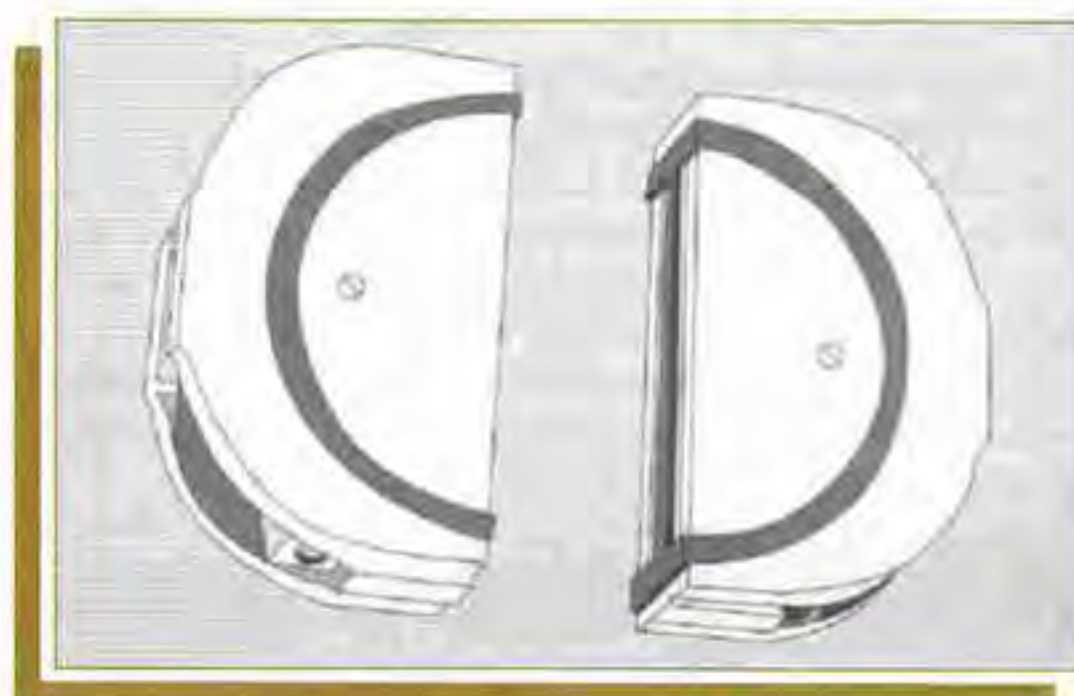


Figure 12- Blind ram

Explosion view of a ram-Bop type SL manufactured in Shaffer Company is shown in figure15. Figure16 shows a close-up of some Of these parts.

One of the main parts of ram-Bop is packer that consists of elastomeric and metallic parts. figure17 shows some ram-block assembly and figure 18 shows elastomeric part of them.

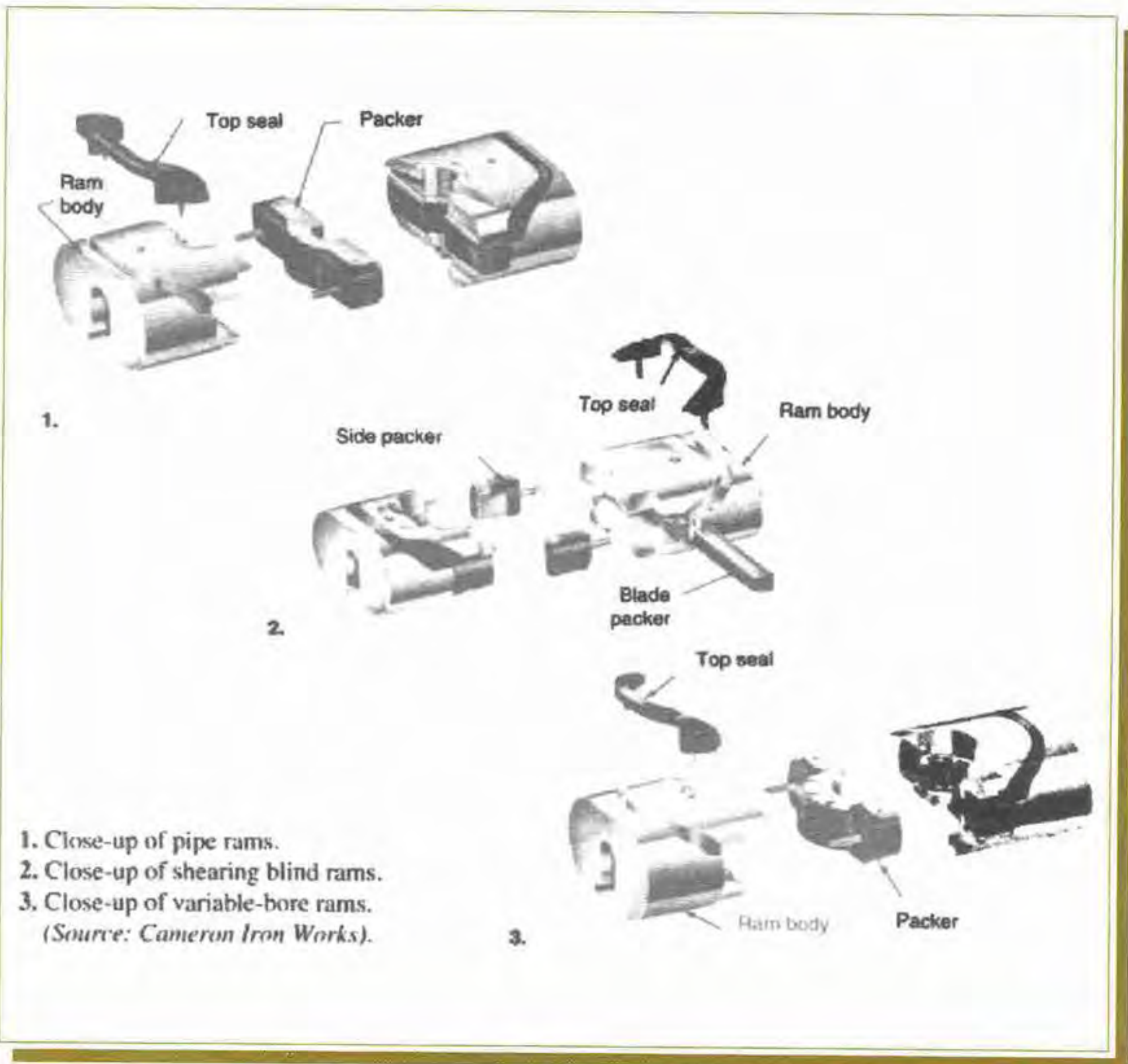


Figure14- Packers for pipe, blind and shear blind rams

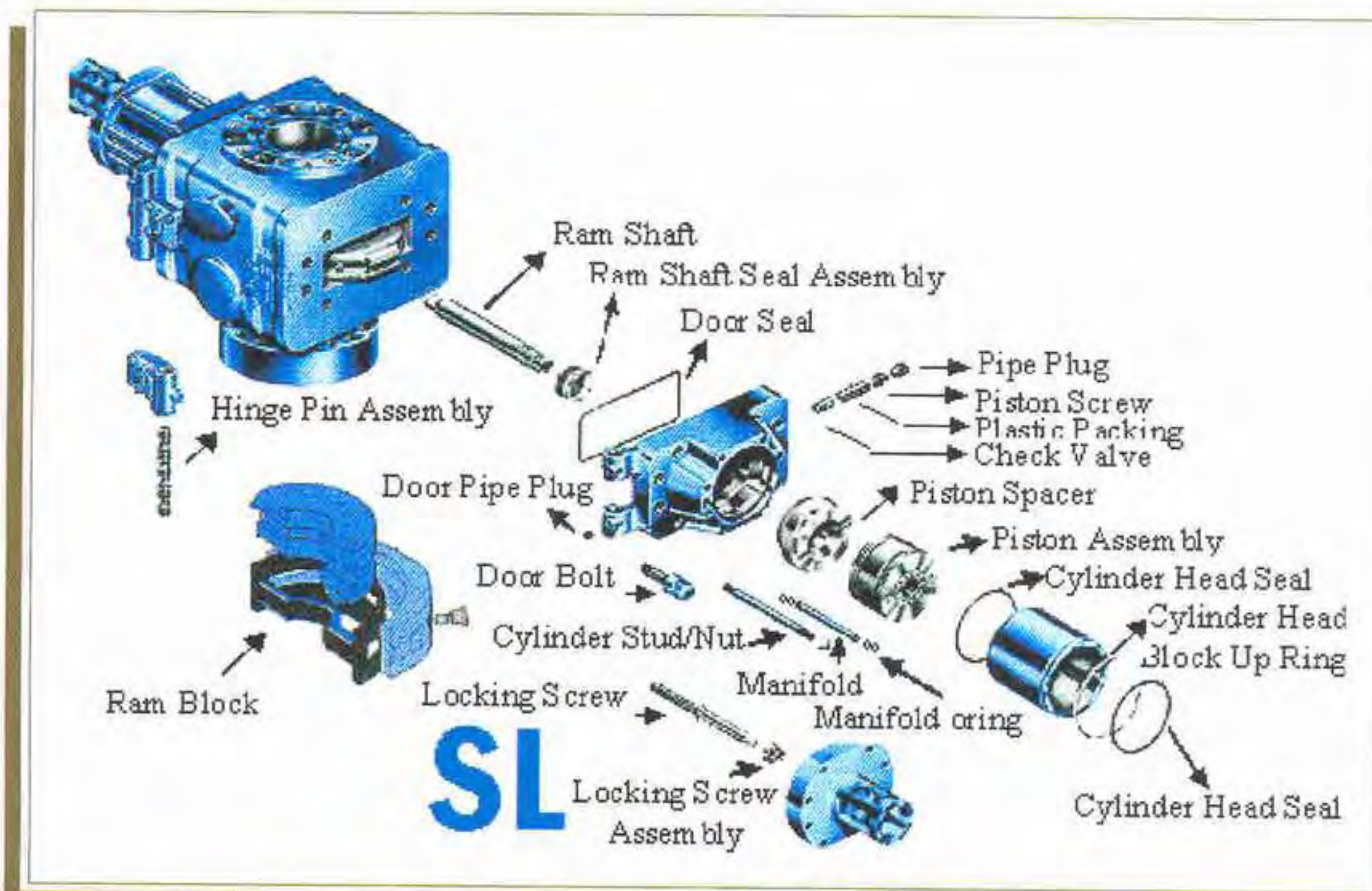


Figure15- Explosion view of a ram-Bop

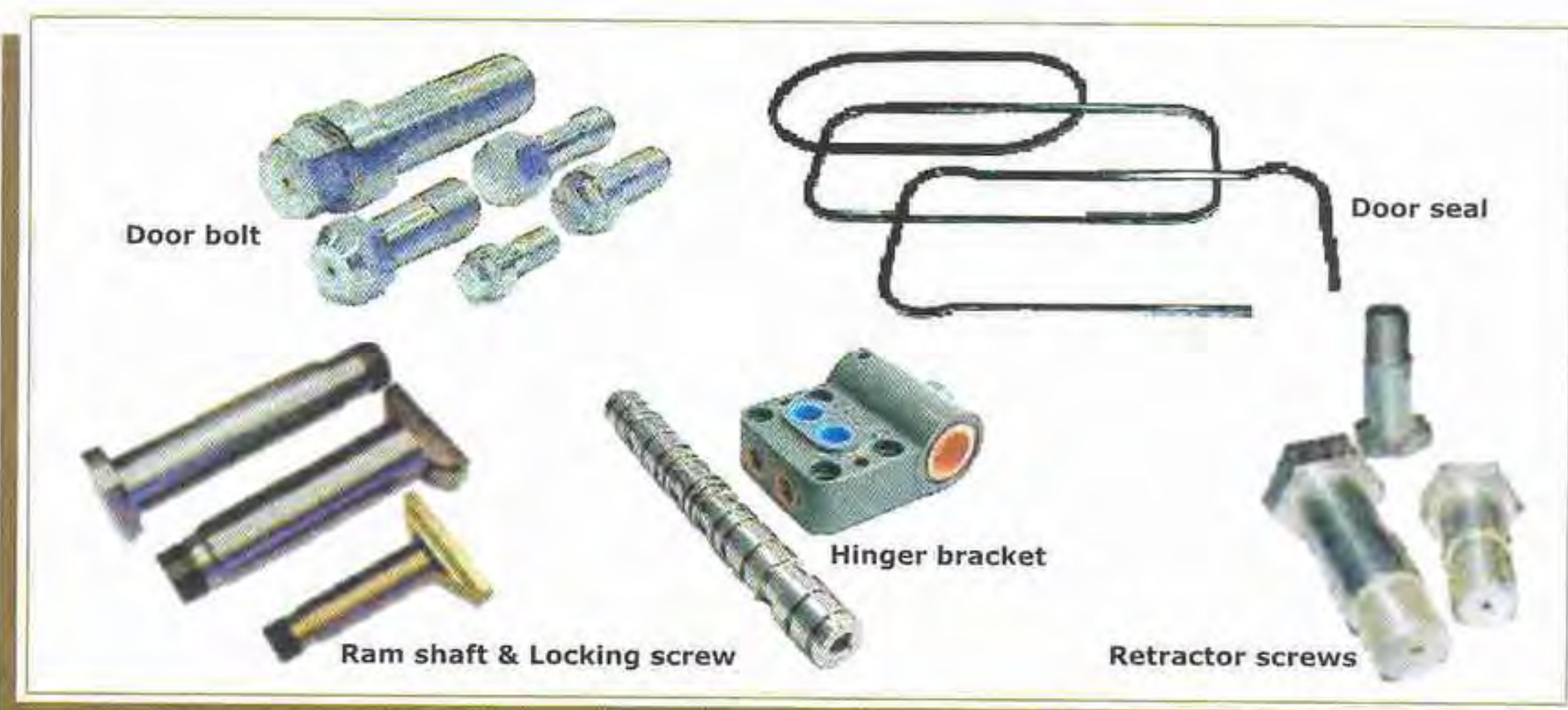


Figure16- Close-up of some ram-Bop parts



Figure17- Some ram-block assemblies (Shaffer Co)

In addition of two types of BOP mentioned above, other Bop types are used in different situations and conditions that will be discussed in the following.

This type of preventer allows the drill string to be rotated and run in or out.

They are placed above normal preventer and are used for drilling under pressure when low-density mud is required (when increased density would cause lost circulation).

They are mainly used for drilling with air or gas as drilling fluid. Schematic view of a rotary Bop and its parts is shown in figure 19.



Figure18- Some elastomers for ram-block (Shaffer Co)

5-2-Inside preventers

An internal BOP is a valve that can be placed in the drill string if the well begins flowing during stripping operations. Ball valves similar to the valve shown in fig.20 also can be used as an internal BOP. In addition, dart -type (check-valve) internal BOP's (fig.21) are available. This type of internal BOP should be placed in the drillstring before drill pipe is stripped back in the hole because it will permit mud to be pumped down the drill string after reaching the bottom of the well. Internal BOP 's are installed when needed by screwing into the top of an open drill string with the valve or dart in the open position. Once the Bop is installed, the valve can be closed or the dart released.

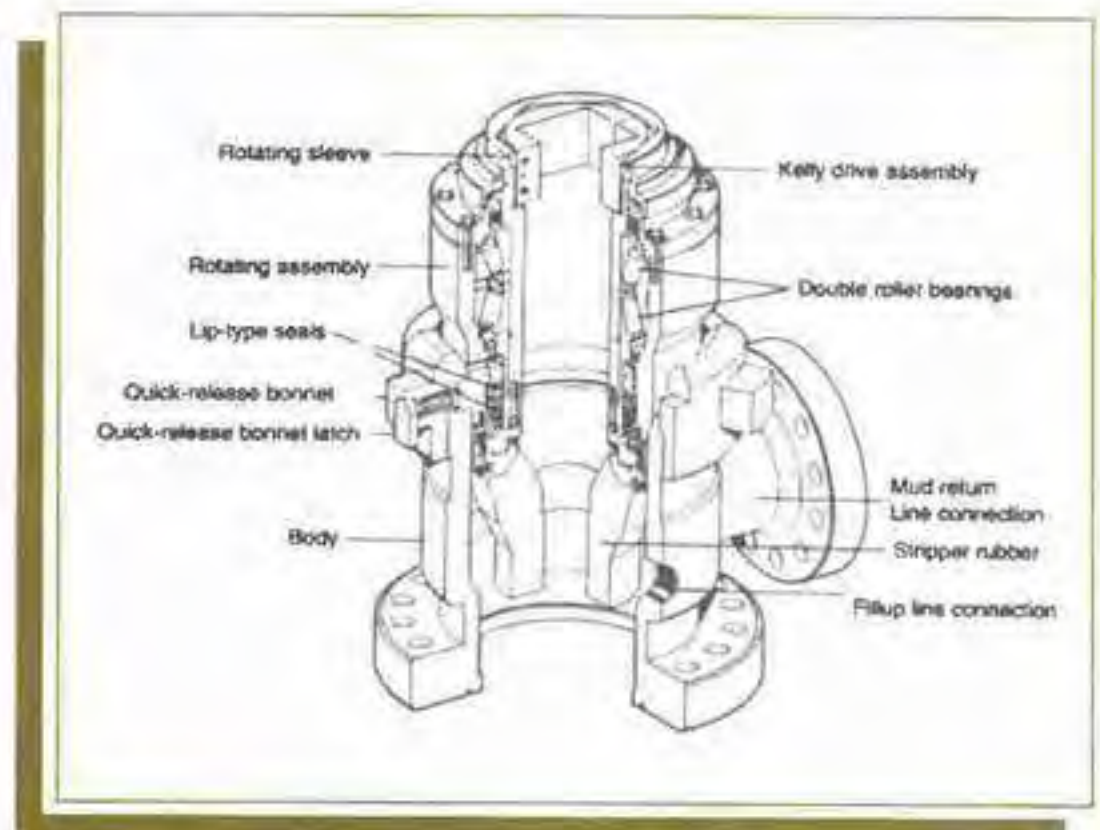


Figure19- Schematic view of a rotary Bop and its parts

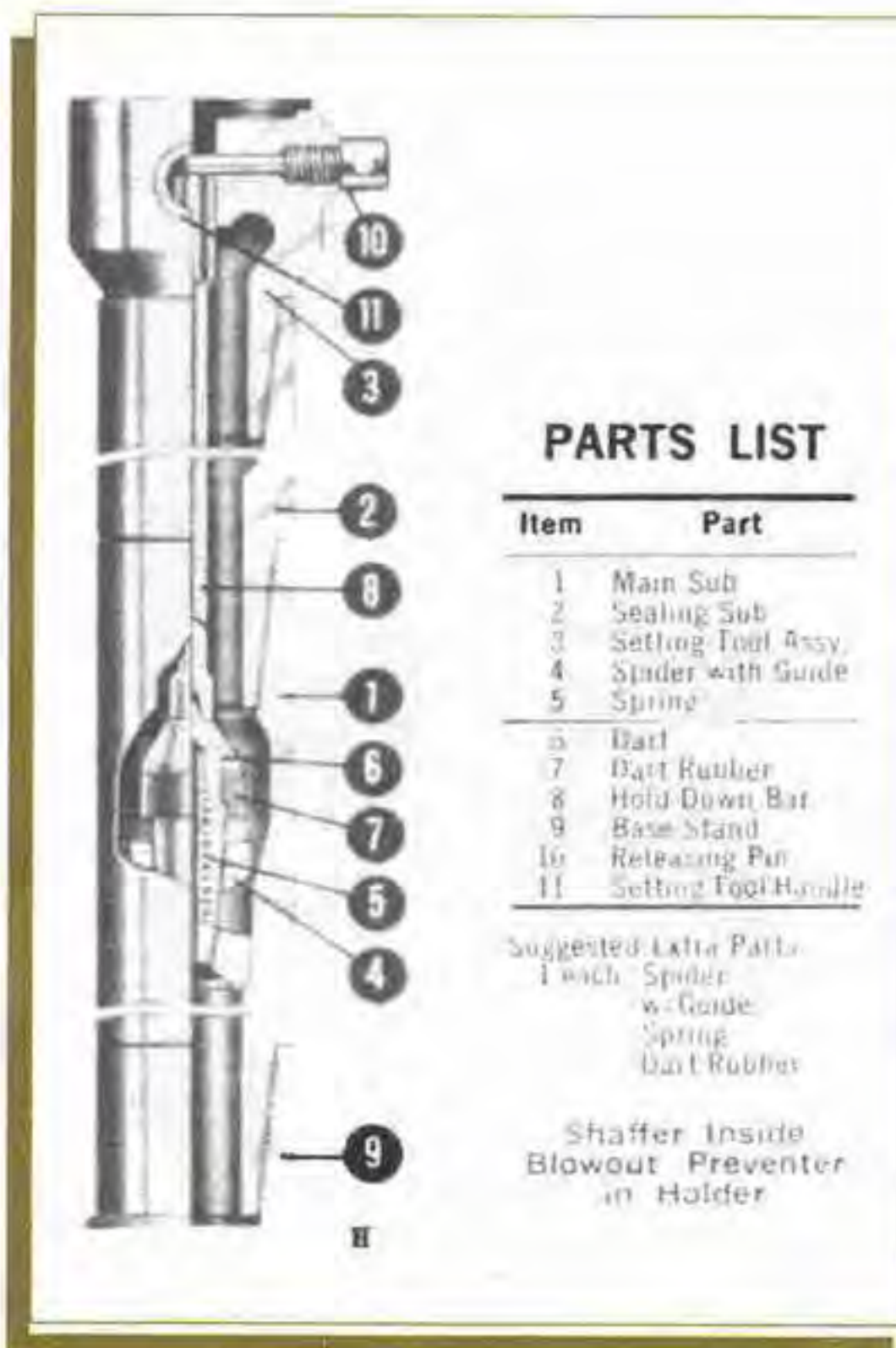


Figure21- Dart-type internal Bop

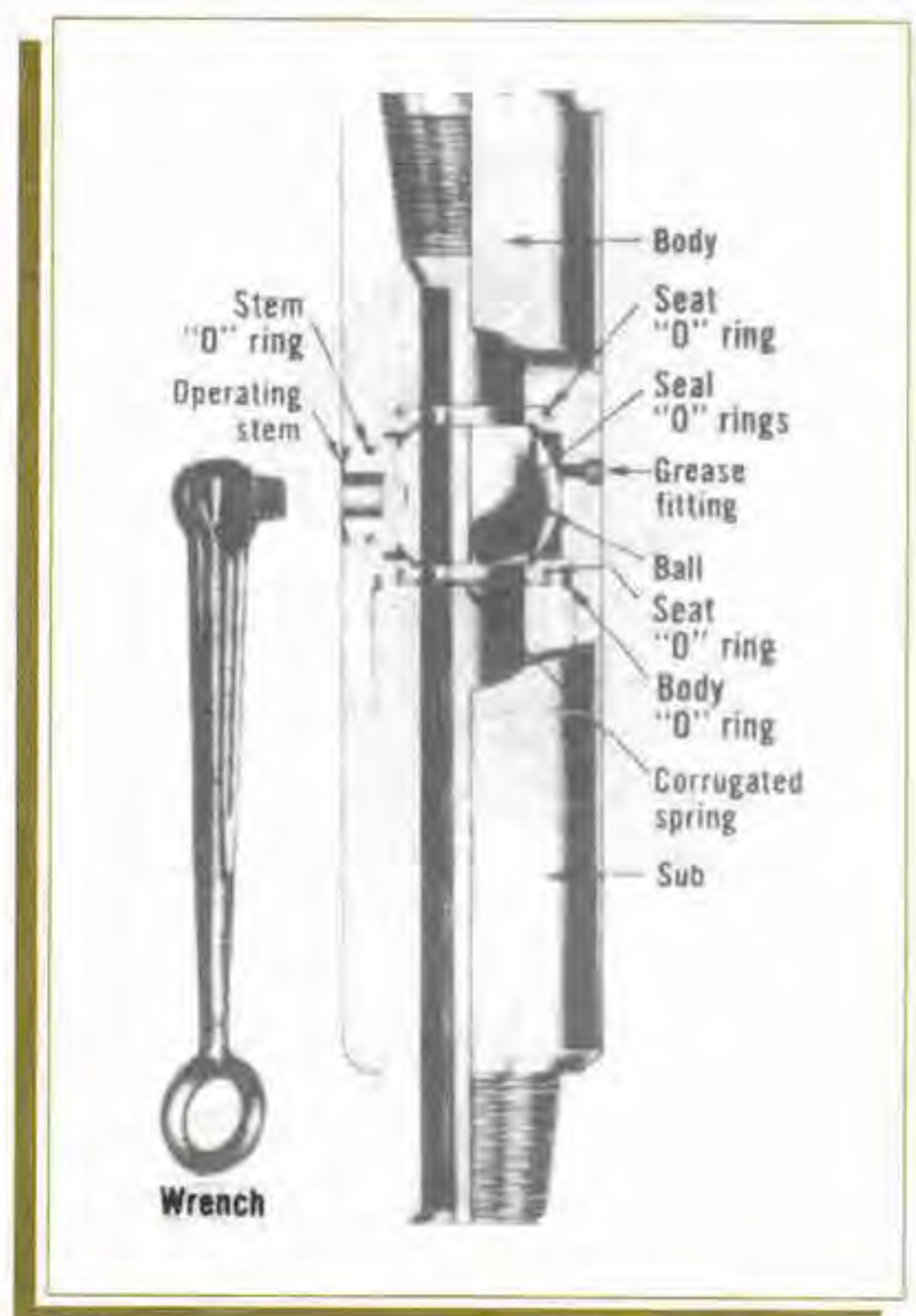


Figure20- Ball valve internal Bop



6-SPEACIFICATIONS OF BOP'S

Manufacture and quality control of BOP must be in accordance with API spec 16A .pressure and temperature limit and material class consistent with them is said in this standard.

6-1- Working Pressure

Equipment within the scope of API spec 16A shall be rated in only the following rated working pressures: 2000; 3000; 5000; 10000; 15000; 20000psig.

6-2-Temperature ratings

Minimum temperature is the lowest ambient temperature to which the equipment may be subjected. Maximum temperature is the highest temperature of the fluid which may flow through equipment.

6-2-1- Metallic materials

Equipment shall be designed for metallic parts to operate within the temperature ranges shown in table1

6-2-2-Elastomeric material

Temperature class for elastomeric material shall be as table 2.Equipment shall be designed for well bore elastomeric materials to operate within the temperature classification of table 2.

6-3- Material requirements

6-3-1-Metallic parts

A written material specification is required for all metallic pressure-containing or pressure-controlling parts. The manufacturer's written specified requirements for metallic martial shall define the following:

- a. Material composition with tolerances.
- b. Material qualification .
- c. Allowable melting practice(s).
- d. Forming practice(s).

Table1- Temperature ratings for metallic materials

Classification	Operating Range (°F)
T-75	-75° to 250°
T-20	-20° to 250°
T-0	-0° to 250°

Table2- Temperature class for elastomeric material.

Lower Limit (first digit)

A	15°F
B	0°F
C	10°F
D	20°F
E	30°F
F	40°F
G	other
X	(see note)

Upper Limit (second digit)

A	180°F
B	200°F
C	220°F
D	250°F
E	300°F
F	350°F
G	other
X	(see note)

Note: these components may carry a temperature class of 40° to 180° F without performing temperature verification testing provided they are marked as temperature class "XX" in accordance with this section.

e. Heat treatment procedure including cycle time and temperature with tolerances, heat treating equipment, and cooling media.

f. NDE requirements.

g. Mechanical property requirements.

Materials used for pressure containing parts in different working pressures are shown in table 3. The mechanical property for material mentioned in table 3 is shown in table 4.

Pressure-containing members including API end connections shall be manufactured from material as specified by the manufacturers that meet the requirements of table 3 and 4.

Pressure containing members manufactured from carbon and low alloy steel or martensitic stainless steels shall have chemical composition Limits complying with table 5.

The alloy Element range shall conform to table 6. Non-martensitic alloy systems are not required to conform to tables 5, 6.

6-3-2-Non-metallic parts

Each manufacturer shall have written specification for all elastomeric material used in the production of drill through equipment. These specifications shall include the following physical tests and limits for acceptance and control: a

a. Hardness per ASTM D2240 or D1425.

b. Normal stress-strain properties per ASTM D412 or D1424.

c. Compression per ASTM D395 or D1414.

d. Immersion test per ASTM D471 or D1414

Some of the elastomeric material used in BOP is shown in table 7

Table3-API material Application for pressure containing members

PARTS	Pressure Rating (Psi)					
	2,000	3,000	5,000	10,000	15,000	20,000
Body	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	36K,45K, 60K,75K	45K,60K 75K	60K,75K
End Connections	60K	60K	60K	60K	75K	75K
Blind Flanges	60K	60K	60K	60K	75K	75K
Blind Hubs	60K	60K	60K	60K	75K	75K

Table4- pressure containing member material property Requirements

API Material Designation	Yield Strength 2 % offset, minimum (psi)	Tensile Strength, minimum (psi)	Elongation in 2 in., minimum (%)	Reduction in Area, minimum (%)
36K	36,000	70,000	21	None specified
45K	45,000	70,000	19	32
60K	60,000	85,000	18	35
75K	75,000	95,000	18	35

Table6 -Alloying Element maximum tolerance Range Requirements (wt %)

Alloying Element	Carbon and Low Alloy Steels Limit (Wt%)	Marntensitic Stainless Steels Limit (Wt%)
Carbon	0.08	0.08
Manganese	0.40	0.40
Silicon	0.30	0.35
Nickel	0.50	1.00
Chromium	0.50	
Molybdenum	0.20	0.20
Vanadium	0.10	0.10

Table5-steel composition limits (wt %) for pressure-containing members

Alloying Element	Carbon and Low Alloy Steels Limit (Wt%)	Marntensitic Stainless Steels Limit (Wt%)
Carbon	0.45 Max	0.15 Max
Manganese	1.80 Max	1.00 Max
Silicon	1.00 Max	1.50 Max
Phosphorus	0.04 Max	0.04 Max
Sulfur	0.04 Max	0.04 Max
Nickel	1.00 Max	4.50 Max
Chromium	2.75 Max	11.0 - 14.0
Molybdenum	1.50 Max	1.00 Max
Vanadium	0.30 Max	N/A

Table7-Elastomeric compound used in BOP

Common Name	Chemical Name	ASTM Code D1418
Butyl	isobutylene-isoprene	IIR
	Epichlorohydrin	CO
	Epichlorohydrin- ethylene oxide	ECO
Kel-F	Chloro fluoro elastomer	CFM
Hypalon	Chlorosulfonated polyethylene	CSM
EPR	Ethylene-propylene copolymer	EPM
EPT	Ethylene-propylene terpolymer	EPDM
Viton	Fluorocarbon	FKM
Natural	Polyisoprene	NR
Isoprene		
Natural or synthetic	Polisoprene	IR
Nitrile	Butadiene-acrylonitrile	NBR
Acrtlic	Polyacrylic	ACM
Diene	polybutadiene	BR
Neoprene	Polychloroprene	CR
Vistanex	Polyisobutylene	IM
Thiokol	Polysulfide	-
Silicone	Polysiloxanes	Si
SBR(GR-S)	Styrene-butadiene	SBR
Urethane	Diisocyanates	-

Note: Compounds which are not listed above shall be marked "N/A".

7- MANUFACTURING AND QUALITY CONTROL STANDARDS

In order to provide design, performance, material, quality control tests, inspection, welding, marking, packing, handling, maintenance, installation and repair requirements of Blowout preventer parts, American petroleum institute (API) has designed some standards that will be discussed

in the following:

1- API Spec16A

Title: Specification for Drill through equipment, Second edition

2- API Spec Rp53

Title: Blowout prevention Equipment systems for Drilling wells, third Edition

8- BOP MANUFACTURERS

NAME	PRODUCTS	ADDRESS
Hydrill	Manufacturer of a wide variety of products for petroleum drilling and production including high, premium tubular connections for casing Blowout preventers, torque tool joint pressure control systems, drill stem, diverters subsea drilling systems, valves and actuators, high performance chokes and oilfield and custom rubber products	P.O.Box: 60458, Houston,TX77205-0458 Address: 3300N.sam Houston Parkway East Houston, TX77032-3411 Telephone: 281-442-2000 Fax: 281-295-2828 Website: www.Hydrill.com
Shaffer (A varco company)	Pressure control and blowout prevention equipment	Varco International Inc Address: 2000w-sam Houston, Parkway South Houston, TX 77042 281.253.2200 Email: Shaffer@varco.com Website: www.varco.com
Cameron	B.O.P parts, Chokes, Drilling equipment Flanges, Flow control equipment, valve parts, Wellhead	Address: 600, 751-5th Avenue, sw Calgary T2P 2X6 Tel: (403) 261-2800 Fax: (403) 262-5181 Website: www.camerondiv.com
Woodco USA	Pressure control equipment, Inside blowout preventers	Address: Houston, Texas, USA Tel: 713-672-9491 Fax: 713-672-8768 E Mail: info@woodcousa.com Website: www.woodcousa.com
SANA International	Christmas Tree, manifold, valve, Blowout preventer	San Antonio, Texas, USA
Controlflow Inc	Oilfield valves, Wellhead equipment, Blowout preventer	USA E Mail: sales@controlflow.com Web site: http://controlflow.com
ABB	Drilling and production equipment, wellhead, Blowout preventer	Cambridge, England
Yoncheng Sanyi petrochemical Machinery co Ltd	Wellhead equipment, Valve, manifold Blowout preventer	Jianhu country,Jian Yang Road.