اویل ایندا‌ستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

شرکت پشتیبانی ساخت و تهیه کالای نفت تهران

آشنایی با تجهیزات درون چاهی

مدیریت پشتیبانی ساخت تجهیزات مکانیک، برق و ابزار دقیق

بسم الله الرحمن الرحیم

شرکت ملی نفت ایران

شرکت پشتیبانی

ساخت و تهیه

کالای نفت تهران

آشنایی با تجهیزات درون چاهی

۱- استرینگ حفاری | ۵
۲- مانده یابی | ۱۶
۳- موتورهای درون چاهی | ۲۸
۴- ابزار درون چاهی تکمیل چاه | ۲۹
۵-سازندگان تجهیزات درون چاهی | ۴۶

۱- استرینگ حفاری

۱ - ۱ - مقدمه

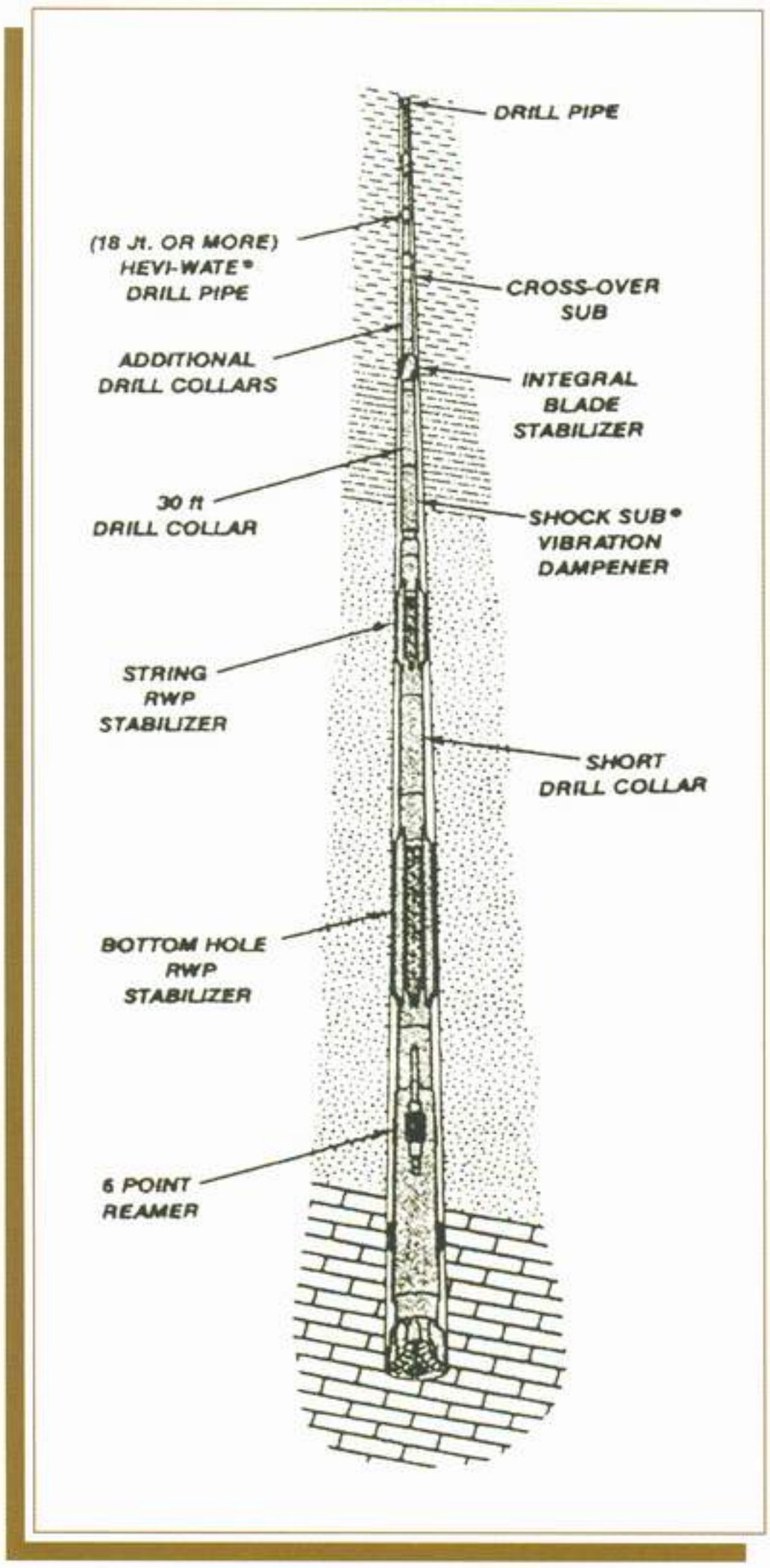
استرینگ حفاری بخش مهمی از تجهیزات حفاری می‌باشد که در مرحله حفاری ما بین ریگ و مته حفاری قرار می گیرد و یک سری تجهیزات مکانیکی متصل به هم از قبیل لوله‌های وزنی، پایدارکنندها، اتصالات و ... بوده که حرکت دورانی را از میز دوار (درایور) واقع در سطح به مته حفاری منتقل می‌نماید.
(شکل ۱)
استرینگ حفاری اهداف مختلفی را دنبال می کند که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- ایجاد یک جریان گل حفاری از ریگ به مته حفاری با حداقل افت فشار، بدین منظور دو شیر بر روی استرینگ حفاری تعبیه شده است.
- انتقال انرژی از سطح حفاری به مته
- اعمال نیروی فشاری بر روی مته به منظور پیشروی مته درون سازند
- راهنمایی و کنترل هدف مته
- بالا و پایین آوردن مته و کلیه تجهیزات جانبی دیگر در چاه

علاوه بر موارد فوق الذکر استرینگ حفاری ممکن است برخی از اهداف زیر را با توجه به نیاز و شرایط خاص حاکم بر چاه به ثمر برساند:

- پشتیبانی کردن تجهیزات در انتهای چاه جهت حداقل نمودن ارتعاشات و پرش‌های مته
- تست نمودن فشار و گل سازند در سرتاسر استرینگ حفاری

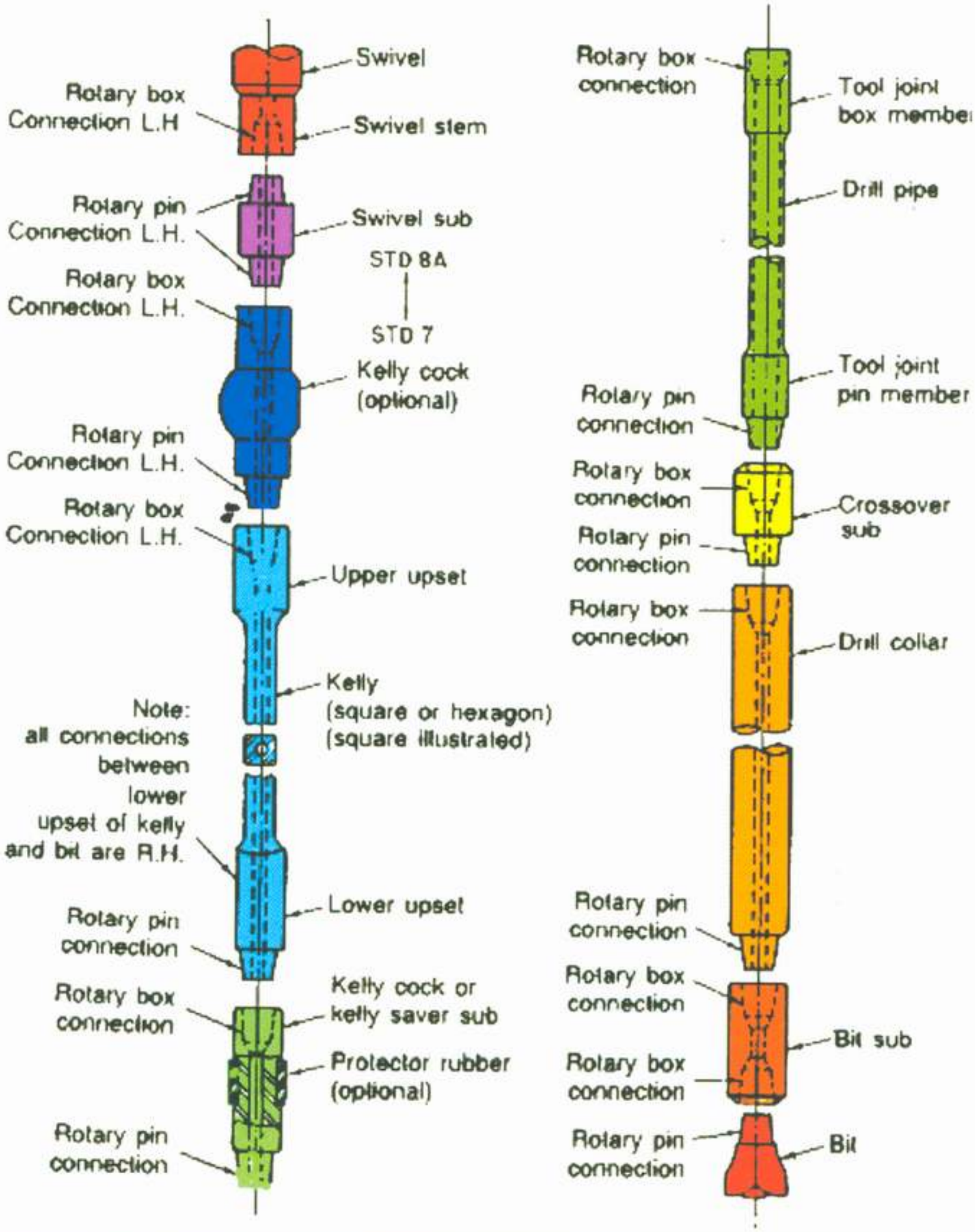
بطور معمول تجهیزات بکار رفته در استرینگ حفاری را از فولادهای AISI 4145 عملیات حرارتی شده می‌سازند. و تمام مراحل ساخت مطابق با استاندارد API صورت می گیرد.



شکل ۱- نمایی از استرینگ حفاری

۱-۲- تجهیزات استرینگ حفاری

اجزای استرینگ حفاری با توجه به کارکرد آن متفاوت می‌باشد. شکل ۲ یک نمونه از آن را نشان می‌دهد که همه اتصالات از هرزه‌گردتا بخش بالای میل چهار پر در قسمت چپ تصویر و از بخش پایینی میله چهار پر تا مته در قسمت راست تصویر مشخص شده است.



شکل ۲- اجزای استرینگ حفاری

شایان ذکر است که استرینگ حفاری با استفاده از هرزه‌گرد به هوک متصل شده است و حرکت چرخشی درایور بوسیله میله چهارپر به آن انتقال می‌یابد. و از دو بخش عمده ذیل تشکیل یافته است:

- لوله‌های حفاری که خود از لوله‌های متداول حفاری، لوله‌های سنگین و گاهگاهی یک برقو تشکیل شده است.
- تجهیزات درون چاهی "BHA"

تجهیزات "BHA" با توجه به نوع حفاری مشتمل بر قسمت‌های زیر می باشند:

- لوله‌های وزنی در انواع و سایزهای متفاوت
- پایدار کننده‌ها
- جار
- دیوار تراش (برقو) غلتشی
- اتصالات شوک
- مته و اتصالات مته
- کاهنده‌ها
- میله کوتاه
- چال تراش

و...

۱ – ۳ – لوله‌های وزنی

یکی از مهمترین بخش‌های هر استرینگ حفاری را لوله‌های وزنی تشکیل می‌دهد. این قطعه به طور معمول بلافاصله بعد از اتصالات مته، به آن متصل می‌شود. و کار اصلی آن ایجاد نیروی فشاری از طریق وزن خود بر روی مته ا ست تا مته بتواند در داخل طبقات سازند به راحتی حرکت کند. و از اهداف دیگر آن موارد ذیل می باشد:

- ایجاد مقاومت لازم در هنگام اعمال فشار بر روی مته
- بهبود شرایط پایداری مته مانند مینیمم نمودن ارتعاشات و پرش‌ها و...
- مینیمم نمودن مشکلات کنترل مستقیم با ایجاد سفتی‌مورد نیاز در "BHA"

انتخاب مناسب لوله‌های وزنی و "BHA" از بسیاری مشکلات موجود در حفاری جلوگیری می‌نماید. لوله‌های حفاری در سایزها و شکل‌های گوناگون وجود دارند ولی پارامترهای مهم کاری آنها عبارتند از:

- قطر حفاری
- حداقل افت فشار
- راه اندازی و انتقال آسان
- استحکام در برابر کما نش
- صلبیت

۱–۳–۱– شکل و اندازه لوله‌های وزنی

مقطع این لوله ها به صورت شکل‌های مختلفی مانند مدور، مربعی، مثلثی و شیارهای مارپیچ بوده که معروفترین و پر کاربردترین آنها، شکل مقطع مدور و شیارهای مارپیچی می باشد.

لوله‌های وزنی شیار مارپیچی مساحت سطح تماس ما بین لوله وزنی و حفره چاه را کاهش می‌دهد (شکل۳). این لوله های وزنی که شیارهای عریض ولی کم عمق دارند مساحت تما س را ۴۰% الی ۵۰% و وزن را نیز ۷% الی ۱۰% کاهش می‌دهند که در نتیجه بدلیل کاهش سطح تماس، فشار نفوذ نیز کاهش می‌یابد.

شکل۳- لوله‌های وزنی با شیارهای مارپیچی

بهینه سازی لوله‌های وزنی بزرگ تاکنون چندین بار صورت گرفته است و ماکزیمم قطر لوله وزنی موجود در حدود ۱۰–۸ اینچ است. در حالیکه در سال‌های گذشته این مقدار ۱/۲ ۷ –۳/۴ ۶ اینچ بوده است. استفاده از لوله‌های وزنی بزرگ مزایای ذیل را به همراه دارد:

- لوله وزنی کمتری برای وزن مورد درخواست جهت اعمال نیرو بر روی مته نیاز می‌باشد.
- اتصالات کمتری در لوله‌های وزنی بکار می‌رود.
- در هنگام تریپ کردن سیستم، زمان باز و بسته کردن لوله‌های حفاری کاهش می‌یابد.
- بدلیل نزدیکی قطر لوله حفاری به قطر چاه امکان شکست اتصالات کاهش می‌یابد.
- چاه مستقیم‌تری حفاری می‌گردد.

برای داشتن لوله حفاری سنگین بایستی که قطر داخلی کوچک انتخاب شود. با این وجود قطر داخلی متناسب با پارامترهای ذیل تعیین می‌گردد:

- اندازه تجهیزاتی که به منظور انجام انواع تست‌ها و اندازه‌گیری‌ها درون لوله‌های وزنی قرار می‌گیرند
- میزان افت فشار قابل قبول در جریان گل حفاری

قطر داخلی لوله‌های وزنی را متناسب با قطر خارجی آنها عددی ما بین ۲ تا ۳ اینچ در نظر می‌گیرند. قطر خارجی لوله حفاری بین یک مقدار مینیمم و یک مقدار ماکزیمم تعیین می‌گردد. مقدار قطر مینیمم به طور مستقیم به صلبیت لوله‌های وزنی و مقدار قطر ماکزیمم به قطر حفاری بستگی دارد.

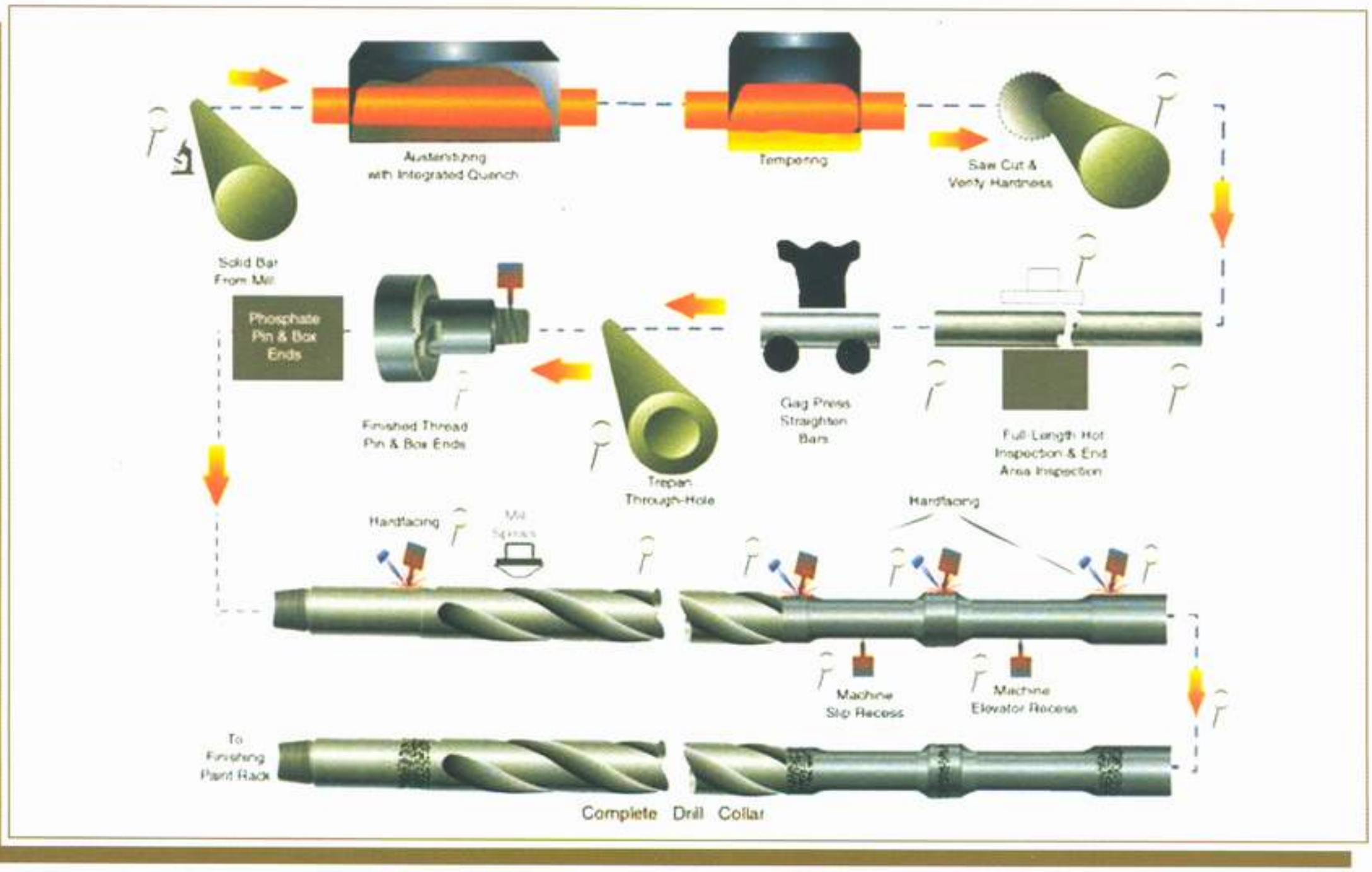
جدول ۱ انتخاب لوله وزنی را مطابق با قطر حفاری (به واحد اینچ) و جدول ۲ وزن لوله وزنی را نشان می‌دهند.

جدول ۱- قطر لوله وزنی متناسب با قطر حفاری

Drilling diameter	Drill Collar Outside diameter	Drill Collar inside diameter
24 to 12 ¼	9 ½	3
9 7/8	7 ¾ to 8	21 3/16
8 ¾ to 8 ½	6 ¾	21 3/16
6 ¾ to 6	4 ¾	2 ¼

جدول ۲- وزن لوله‌های وزنی

Drill Collars	Weight/m(kg/m)	Unit Weight(30 ft)(kg)
11 ¼ × 3	467.6	4276
9 ½ × 3	323.2	2955
8 × 2 13/16	223.1	2040
7 ¾ × 2 13/16	207.4	1896
6 ¾ × 2 13/16	149.8	1370
4 ¾ × 2 ¼	69.6	636



شکل ۴ - فرآیند ساخت لوله وزنی با شیارهای مارپیچی

هنگام استفاده از لوله‌های وزنی قطور بایستی طراحی دقیق "BHA" متناسب با لوله‌های حفاری صورت پذیرد. بدلیل اختلاف سفتی ما بین لوله‌های حفاری و لوله‌های وزنی ممکن است لوله‌های حفاری دچار شکست شوند. لذا برای جلوگیری از این امر بایستی اختلاف سفتی را تا آنجا که امکان دارد با استفاده از لوله‌های وزنی کوچکتر در بالای "BHA" و یا استفاده از لوله‌های حفاری سنگین در بالای لوله‌های وزنی به حداقل رساند.

۱-۳-۲- جنس و مراحل ساخت لوله های وزنی

لوله‌های وزنی را به طور عموم از ماشینکاری فولاد (U.S) 4165H یا (NF)42CD4 بدست می آورند. این فولادها معمولاً از آلیاژهای کروم–مولیبدنیوم بوده که بطور کامل خواص مکانیکی را بعد از تمپر و کوینچ شدن دارا می‌باشند و سختی آنها نیز متناسب با نحوه ماشینکاری حفظ می گردد. فرآیند ساخت در شکل۴ و خواص مکانیکی متناسب با قطر در جدول۳ آمده است.

جدول۳- خواص مکانیکی لوله‌های وزنی

Drill Collar O.D. Range (Inches)	Yield Strength (Min) (Psi) (N/mm2)	Tensile Strength (Min) (Psi) (N/mm2)	Elongation(min) with Gage Length 4 times Diameter	Brinnel Hardness (Min)	Min. Charpy Impact Value Ft. lb.
3 1/8" thru 6 7/8"	110000 /758	140000 /965	13%	285	40
7" thru 10"	100000 /689	135000 /931	13%	277	40

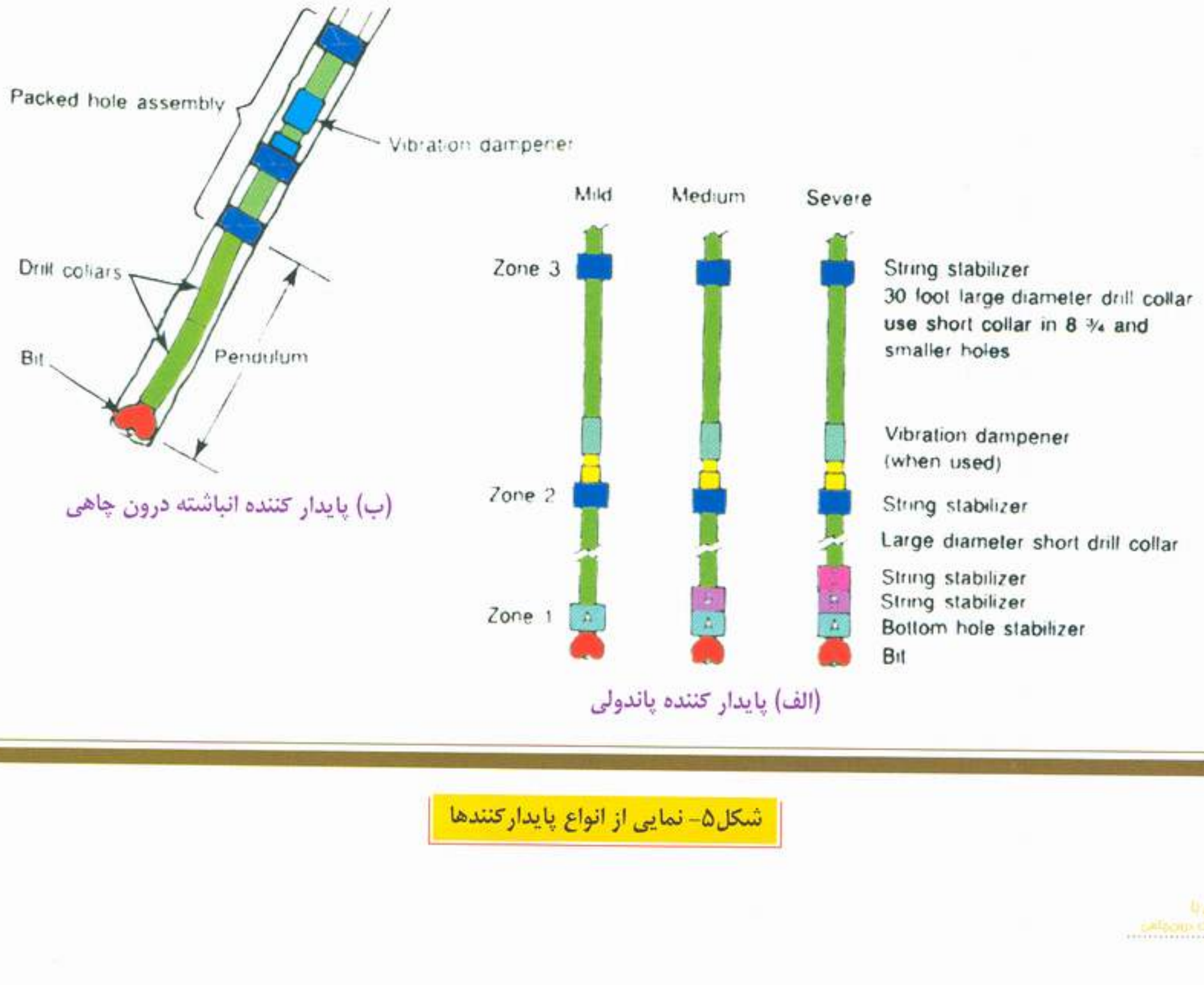
برای ایجاد سوراخ درون لوله‌های وزنی با استفاده از دو ابزار برش از دو انتها به سمت وسط لوله وزنی، سوراخ را ایجاد می‌نمایند. در حفاری چاه‌های جهت‌دار از لوله‌های وزنی غیر مغناطیسی استفاده می‌شود،زیرا که ابزارآلات اندازه‌گیری "Azimuth" تنها در استرینگ حفاری عمل می‌کنند که لوله‌های وزنی آن بر روی میدان‌های مغناطیسی دستگاه‌های اندازه گیری تأثیری نگذارد. این لوله‌های وزنی از آلیاژهای مونل K (ترکیبی بیش از ۶۰% نیکل) ساخته می‌شوند اما قیمت این فلز بسیار گران می‌باشد لذا این فلز را با آلیاژ استانیک آهن کروم– منگنز جایگزین می‌کنند.

۱-۴- پایدار کننده‌ها

به منظور افزایش پایداری و بهینه نمودن عملکرد در استرینگ حفاری از پایدار کننده‌ها استفاده‌می‌شود. و اهداف ذیل را دنبال می‌کند:

- هم مرکز کردن استرینگ حفاری به منظور افزایش بازده مکانیکی
- کاهش ضربه های وارده بر استرینگ حفاری
- کنترل حرکت مته
- کنترل راستای چاه

استفاده از پایدار کننده‌ها در چاه‌های جهت‌دار، موتورهای درون چاهی و حفاری با مته سنگبر سه کاجه و چکش‌های کوبشی درون چاهی از اهمیت بالایی برخوردار است.
ترتیب قرار گرفتن پایدار کننده ها در ا ستریگ حفاری با توجه به هدف مورد نیاز متفاوت می‌باشد. دو ترتیب مهم پایدارکننده‌ها به صورت پاندلی و تجهیزات درون چاهی انباشته می‌باشد.
در نوع پاندلی (شکل۵–الف) از وزن لوله های وزنی به عنوان عمل‌کننده بر روی پایداری محور در جهت دادن به مته استفاده می‌شوددر حالیکه در ترتیب انباشته درون چاهی عمل عکس آن با قراردادن تعداد معینی پایدارکننده در فواصل مشخص از هم صورت‌می‌گیرد. (شکل۵– ب)



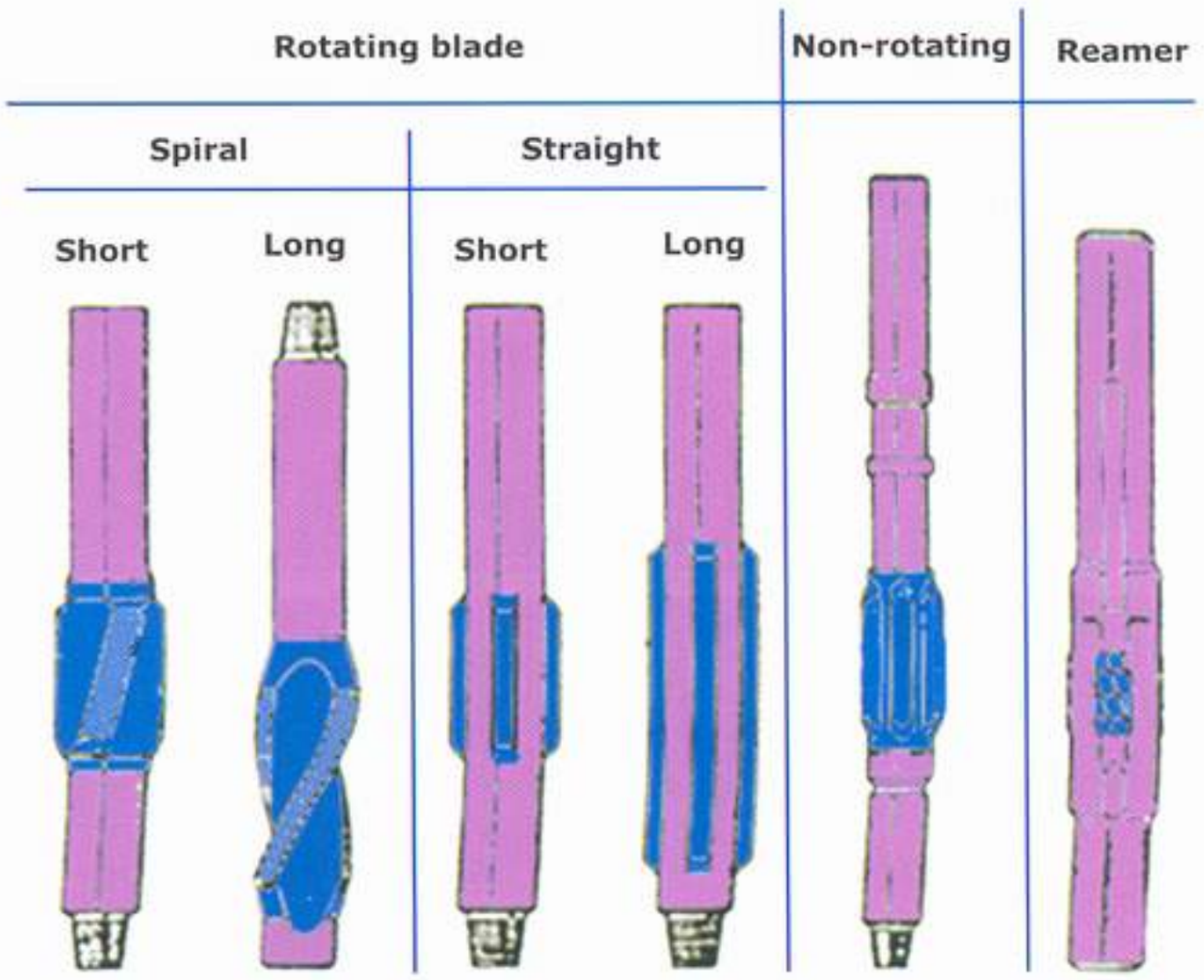
(ب) پایدار کننده انباشته درون چاهی

(الف) پایدار کننده پاندولی

شکل۵- نمایی از انواع پایدارکنندها

پایدار کننده‌ها را به سه دسته تیغه چرخشی و تیغه غیرچرخشی و همراه برقو مطابق با شکل ۶ تقسیم می‌کنند و نوع تیغه چرخشی به دو نوع تیغه مارپیچی و تیغه مستقیم تقسیم می‌شود که هر کدام دو نوع تیغه کوتاه و تیغه بلند می‌باشد. شکل ۷ چند نمونه پایدارکننده را نمایش می‌دهد.

بدنه و تیغه‌ها را از آلیاژ فولاد AISI 4145H با سختی در حدود ۳۴۵–۲۸۵برینل می‌سازند و تیغه‌های مارپیچی راست گرد را بعد از پیش گرم کردن به بدنه جوش می‌دهند. تمام تیغه‌ها با تنگستن کاربیدهای از قبیل TECNOWIRE (HF 1000) سختکاری سطحی شده‌اند.



شکل۶- انواع پایدار کننده‌ها بر اساس شکل ظاهری

شکل ۷- پایدارکننده با تیغه مستقیم و تیغه مارپیچ

۱-۵ - چال تراش

به منظور حفر چاه با قطر زیاد و یا افزایش قطر یک چاه موجود از چال تراش در استرینگ حفاری استفاده می‌کنند. این ابزارمعمولا بعد از اتصالات مته به آن متصل می‌گردد. و پایدار کننده هایی را در بالا و یا پایین آن در حفاری‌های عمودی قرار می‌دهند. قطراین ابزار در حدود ۶ الی ۷۲ اینچ است.

چال تراش را متناسب با نوع سازند حفاری از نوع دندانه فولادی با یاتاقانهای آب بند شده و یا نوع کاتر اینزرتی تنگستن کاربید می‌سازند. نازل‌های در زیر شانه کاتر به منظور جریان یافتن گل حفاری تعبیه شده است.

چال تراش را متناسب با قطر چاه و نوع سازند حفاری به سه دسته زیر تقسیم می‌کنند:

- سه مخروطی (شکل ۸)
- چهار مخروطی (شکل۹)
- پنج مخروطی (شکل ۱۰)

شکل ۹- چال تراش چهار مخروطی

شکل ۸- چال تراش سه مخروطی

شکل ۱۰- چال تراش پنج مخروطی

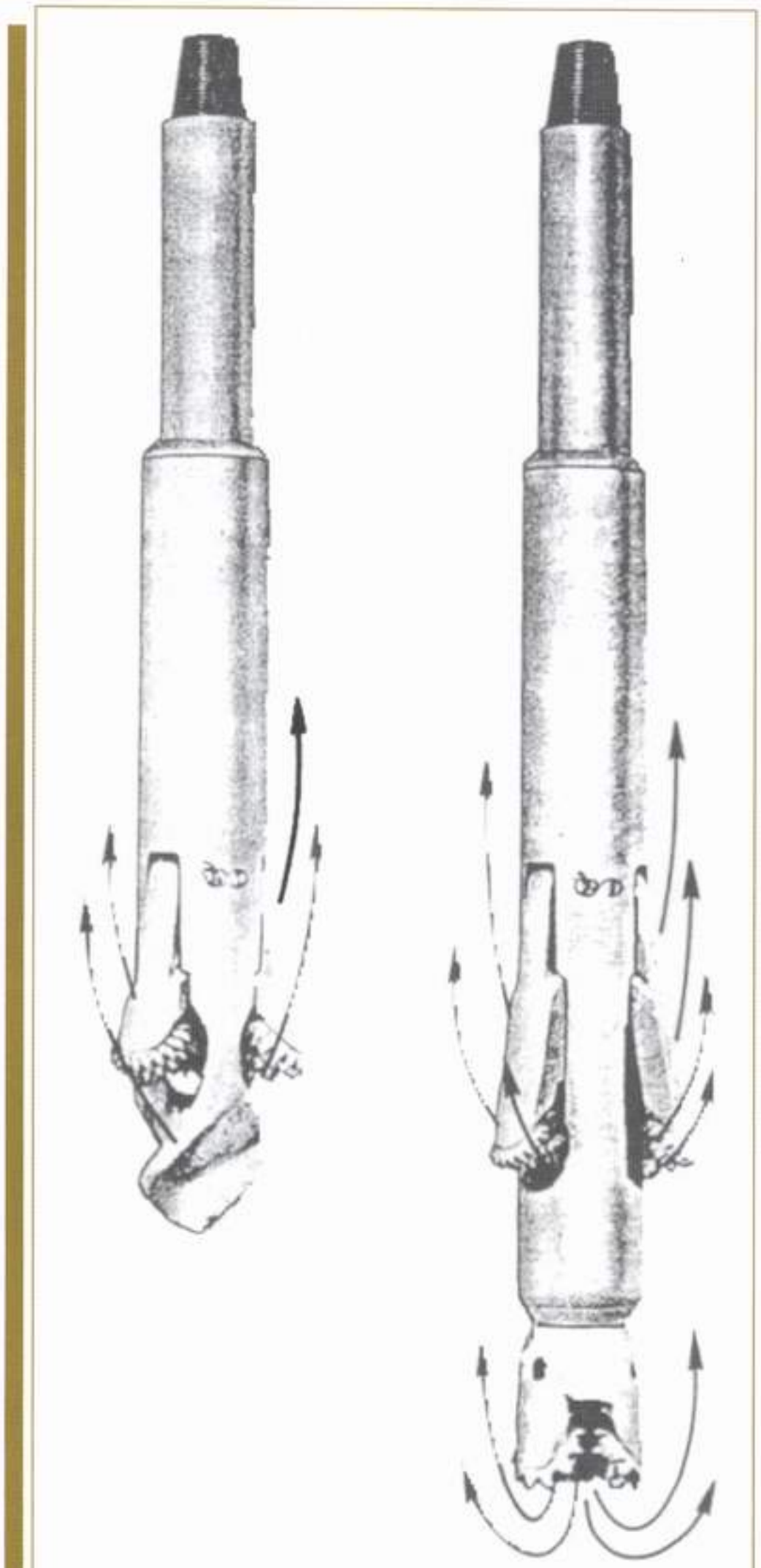
مشخصات فنی چال تراش عبارتند از:

- اندازه چاه راهنما
- اندازه چال تراش
- نوع سازند
- نوع اتصالات بالا و پایین

شکل ۱۱ محل قرارگیری چال تراش را در استرینگ حفاری نشان می‌دهد.

۱ – ۶ – دیوار تراش (برقو) غلتکی

قطر چاه در برخی مواقع در اثر ریزش دیواره چاه یا انبساط و متورم شدن لایه‌ها، باریکتر از اندازه اولیه می‌شود. بدین منظور از دیوار تراش غلتکی استفاده می‌شود تا محل‌های باریک و تنگ شده چاه را دوباره به حالت اولیه برگرداند. (شکل ۱۲)

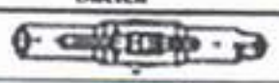
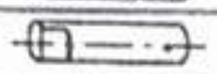
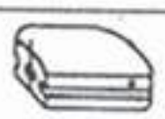
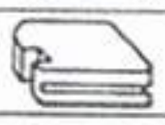
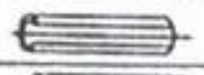
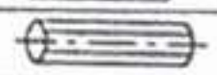
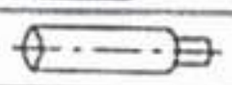


شکل ۱۱- محل قرار گرفتن چال تراش در استرینگ حفاری

شکل۱۲- دیوار تراش غلتکی

جدول۴- قطعات تشکیل دهنده دیوار تراش دورانی

PARVEEN 3/6 POINT STRING CUTTER REAMERS

Part No.	Sketch	Part Name	Qty. 3 point	Qty. 6 point	Material
1		Body	1	1	SAE 4145 H(M)
2		REAMER CUTTER	3	6	SAE 4815 H/ AISI 8620 / EN36C
3		REAMER PIN	3	6	SAE 8720 H
4		UPPER BLOCK	3	6	SAE 4815 H
5		LOWER BLOCK	3	6	SAE 4815 H
6		SPRING PIN	3	6	SPRING STEEL
7		HEX. BAR	1	2	S45C
8		BAR FOR PIN REVOVAL	1	2	S45C
9		BAR FOR PIN INSERT	1	2	S45C

دیوار تراش بر دو نوع سه تراشنده و شش تراشنده تقسیم می‌شود که هر کدام از آنها دارای چندین قطعه مختلف می‌باشددرجدول ۴ تعداد قطعه‌ها و جنس آنها برای هر نوع دیوار تراش بیان شده است.

کاتر دیوار تراش با توجه به نوع سازند حفاری بر سه نوع نرم، متوسط و سخت (شکل ۱۳) موجود است.

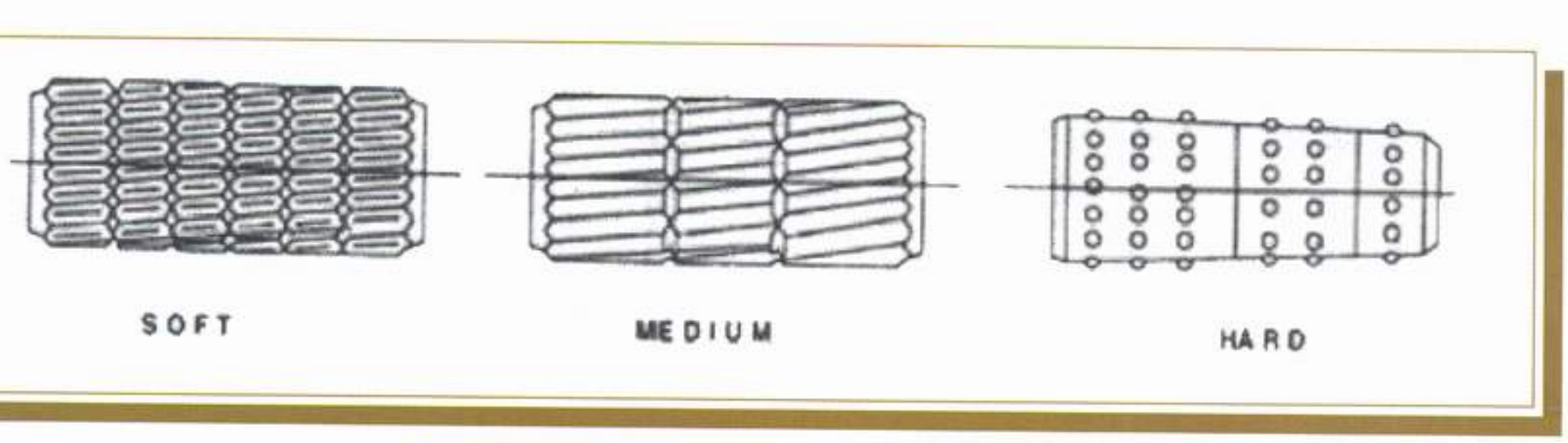
تأمین راستای چاه در دیوار تراش از اهمیت بالایی برخوردار است، بدین منظور در بالای دیوار تراش پایدار کننده‌های سنگینی قرار می‌دهند تا اندازه قطر چاه و پایداری استرینگ حفاری تأمین شود بدنه تجهیزات دیوار تراش از طریق سه کلاس متفاوت به استرینگ حفاری متصل می‌شود.

- اتصال بین مادگی بالا و پایین
- اتصال بین مادگی بالا و نری پایین
- اتصال بین مادگی یا نری بالا با مادگی پایین

بدنه را به طور معمول از فولاد(M) AISI 4145H و کاتر دیوار تراش را از فولادآلیاژی‌نیکل کروم– مولیبدنیوم AISI 8620/EN36c می‌سازند البته این آلیاژ را کربن‌دهی کرده و سختی آنرا به 58-62 RC می‌رسانند.

اطلاعات شناسایی دیوار تراش عبارتند از:

- دیوار تراش سه یا شش تراشنده



شکل ۱۳- انواع کاتر دیوار تراش متناسب با نوع سازند

- موقعیت دیوار تراش در استرینگ حفاری
- قطر چاه
- قطر خارجی لوله حفاری
- نوع برش
- اندازه و نوع اتصالات بالا و پایین

۱ – ۷– سابهای چرخشی (کاهنده)

این قطعه به منظور اتصال قطعات مختلف استرینگ حفاری بکار می‌رود. علاوه بر اتصال دو کاربرد مهم دیگری نیز دارد:

- به عنوان کاهنده سطح مقطع ما بین دو قطعه مختلف متصل به هم

- در معرض سایش قرار گرفتن تا مابقی قطعات استرینگ حفاری که گرانتر می‌باشند کمتر تخریب شوند.

در ساخت سابها ازفولادآلیاژی AISI 4145 استفاده می‌شود و سپس با لایه‌ای از فسفید روکش داده می‌شوند.
اتصالات سابها دارای انواع مادگی به مادگی، نری به مادگی و یا نری به نری می‌باشد و سه نوع ساب چرخشی موجود است که در ادامه توضیح داده می شوند:

الف) ساب با قطر بیرونی مستقیم : به منظور اتصال اجزای استرینگ حفاری (مته حفاری و تجهیزات درون چاهی و..) بکار می‌رود و قطر خارجی آن هم اندازه استرینگ است. (شکل ۱۴)

شکل ۱۴- ساب با قطر بیرونی مستقیم

ب) ساب با سطح مقطع کاهش یافته : برای اتصال اجزای استرینگ حفاری که قطرهای متفاوتی دارند بکار می‌رود. این اتصالات در ابزارآلات کاهنده حفاری که قطر خارجی آنها زیاد است و یا در یک رشته لوله‌های وزنی باریک شونده بکار می‌روند. (شکل ۱۵)

شکل ۱۵- ساب با سطح مقطع کاهش یافته

ج) "Saver Sub": این قطعه به میل چهار پر به صورت یک اتصال پوششی متصل می شود تا بدین وسیله طول عمر میل چهار پر را ا فزایش می‌دهد. این قطعه را می‌توان براحتی تعمیر نمود و با هزینه کم آنرا جایگزین کرد. برای این کار بایستی ساب را به پایین میل چهار پر متصل نمود. (شکل ۱۶)

شکل۱۶ - "Saver Sub"

۱ – ۸ – میله کوتاه

میله کوتاه قطعه مهمی‌دراسترینگ حفاری‌می باشدکه‌درحفاری‌های ویژه و یا در تست بکار می‌رود. این میله کوتاه در بالای سرلوله مادگی استرینگ حفاری دریک فاصله مخصوص از ریگ قرار می‌گیرد و از ماشینکاری یکپارچه آلیاژ کروم مولیبدنیوم AISI 4135 H که متناسب با خواص لوله‌های وزنی عملیات حرارتی‌شده‌است بدست می‌آید. میله کوتاه با قطعات اتصالی قطر کمتر از ۶ ۷/۸ اینچ دارای حداقل استحکام تسلیم 110000psi و با قطعات اتصالی با قطر ۶ ۷/۸ اینچ و بالاتر از آن حداقل استحکام تسلیم 100000psi را دارد. شکل ۱۷ میله کوتاه را نمایش می‌دهد.

پارامترهای شناسایی میله کوتاه عبارتند از:

- اندازه نامی
- قطر سوراخ
- اندازه و نوع اتصال
- مخروط با زاویه 18^{o} یا دندانه مربعی
- محافظ دندانه فولادی ریخته‌گری شده یا پرس شده

شکل۱۷- نمایی از میله کوتاه

۲ – مانده یابی

۲ – ۱ – مقدمه

به هنگام حفر یک چاه ممکن است اتفاقات‌مختلفی رخ دهدبه طوریکه ادامه عملیات حفاری مختل گردد.

بدین‌منظور به کمک ابزار آلات مخصوصی عملیا تی صورت می‌گیرد تا شرایط حاکم بر چاه به حالت عادی برگشته و ادامه حفاری امکان‌پذیر شود که این عملیات را مانده یابی می نامند.

در ابتدا لیستی از اتفاقات مهمی که ممکن است در حین حفاری رخ دهد ارائه می‌گردد:

- وجود قطعات فلزی بر روی صفحه مته سنج به دلایل مختلفی همچون شکستن مته‌های‌حفاری یا افتادن ابزارها از روی صفحه ریگ در داخل چاه
- لوله‌هایی که در داخل حفره چاه می‌شکنند مانند: لوله‌های وزنی،لوله‌های حفاری و یا استرینگ لوله‌های جداری یا مغزی که امکان شکستن آنها وجود دارد.
- گیر کردن استرینگ حفاری

۲ – ۲ – دلایل مانده یابی

شکست تجهیزات، مشکلات مربوط به حفره چاه و اشتباهات انسانی عواملی هستند که منجر به مانده یابی می‌شوند.

۲-۲-۱- شکست تجهیزات

ممکن است مته حفاری در اثر کیفیت بد و یا ابزار آلات نامناسب بشکند. مته‌ای که مناسب با سازند نباشد در اثر حفاری آسیب‌های زیادی می‌بیند که این آسیب ها امکان شکست ناگهانی مته را فراهم می‌سازد. همچنین انتخاب بد پارامترهای مکانیکی همین آثار را بر روی مته می‌گذارد. بسته به میزان اطلاعات شناخته شده درباره یک منطقه، مقدار شکست مته حفاری در یک چاه اکتشافی ممکن است زمانی که حفار سعی می‌کند تا به نرخ بهینه‌ای از نفوذ برسد افزایش یابد. به طور خاص استرینگ حفاری استعداد شکستن، نظارت و نگهداری ضعیف و کهنه و استفاده نامناسب را دارد. و بیشترین شکست در شانه‌های لوله‌های حفاری در جایی که ماکزیمم تنش را تحمل می‌کند رخ می‌دهد.

۲-۲-۲- چاه بدون جدار

سازندهای آزاد و رسهای ور آمدنی اصطکاک قابل توجهی را ایجاد می‌کنند که در اثر آن تمام استرینگ حفاری در یک حالت نامناسب گیر می‌نماید. همچنین ممکن است استرینگ حفاری در سازندهای نفوذ پذیردر اثر اختلاف فشار هیدرواستاتیکی گل حفاری و فشار کم سازند گیر کند.

۲-۲-۳- اشتباهات انسانی

فاکتورهای غیر قابل پیش بینی زیاد می‌باشد ا ما به طور کلی اشتباهات فنی و سهل انگاری مهمترین اشتباهات انسانی می‌باشند. در مواقعی که ابزار یا تجهیزات درون چاه می‌افتند، تصمیم گرفتن برای بیرون کشیدن مته قبل از شکستن آن تحت نفوذ اوضاع فنی بوده و تجربیات سرحفار در کاهش ریسک‌ها بسیار حیاتی ا ست.

۲-۳ - تجهیزات و روش‌های مانده یابی استرینگ و مته حفاری شکسته شده

با تغییر یکی از سه پارامتر ذیل حفار متوجه شکسته شدن استرینگ حفاری می‌شود.

- کاهش شاخص وزن
- افت فشار در پمپ گل حفاری
- تغییرات گشتاور در میز دوار

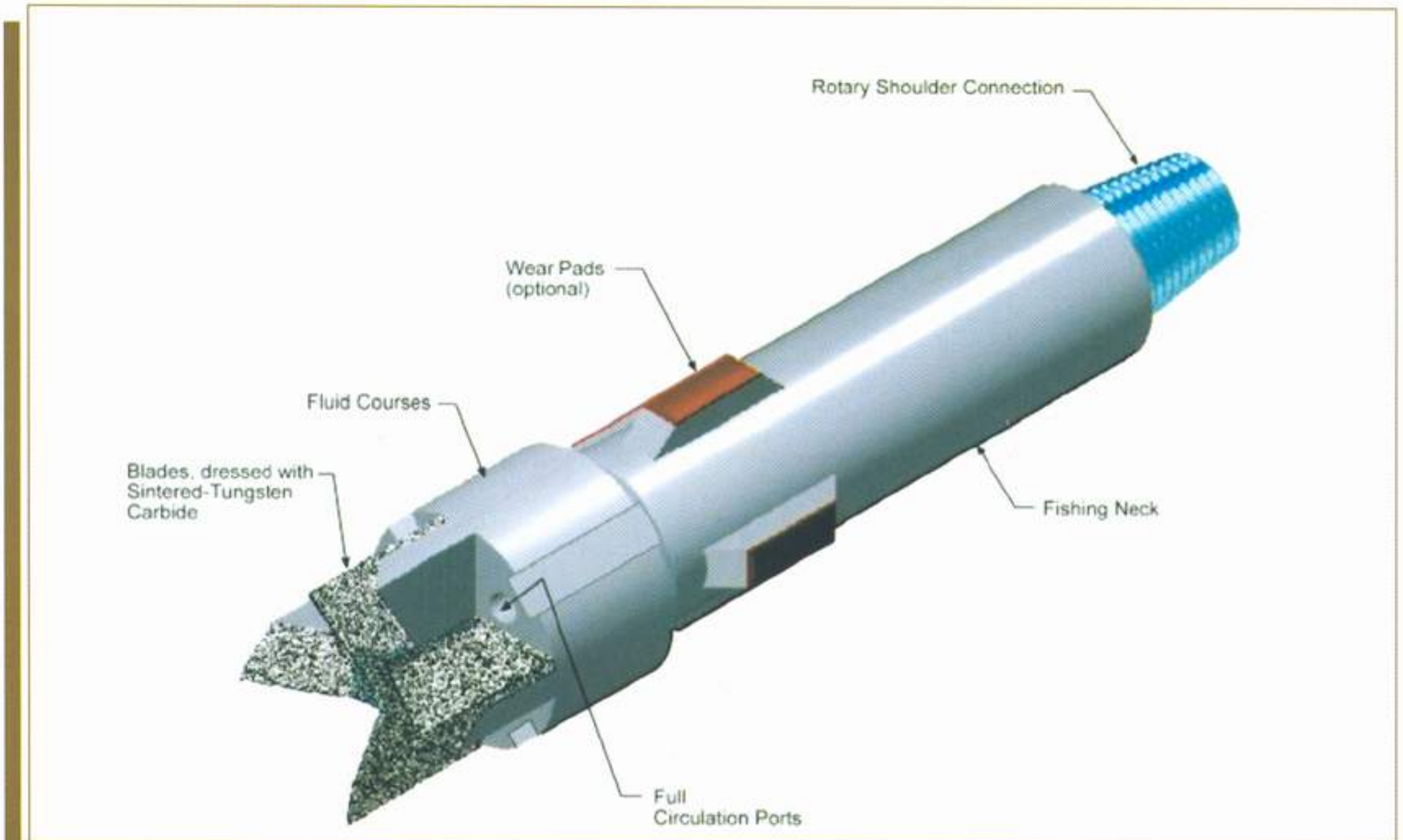
معمولاً قبل از شکست، فشار پمپ گل حفاری بدلیل ایجاد شکاف در استرینگ حفاری به طورتدریجی کاهش می‌یابد که در صورت عدم توجه منتهی به شکست در شانه‌ها و یا لوله‌ها می‌شود. اغلب استرینگ حفاری در محلهای ذیل می‌شکند.

- در انتهای لوله وزنی در شانه اتصال نری که در جهت‌های مختلف خم می گردد.
- در حدود ۵۰ سانتیمتر از انتهای مادگی ابزارهای اتصالی

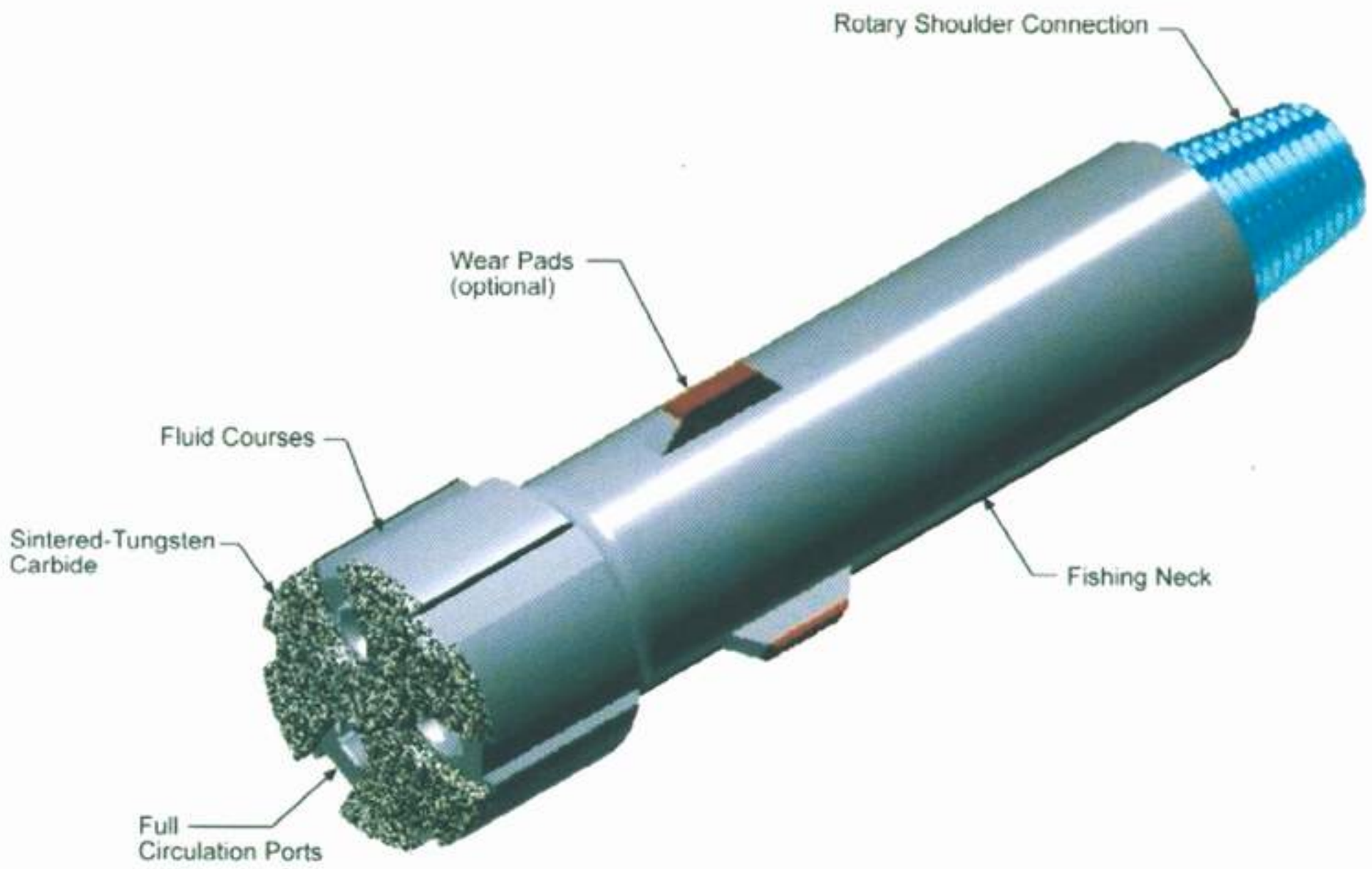
به محضی که حفار از شکسته شدن استرینگ حفاری اطمینان حاصل کرد، قسمت بالایی استرینگ حفاری را بیرون می کشد تا قطر و عمق شکستگی را مشاهده نموده و به ابعاد و مقدار مانده پی ببرد. بسته به اندازه و نوع مانده ابزارهای ذیل استفاده می شود.

۲-۳-۱- مته مانده آسیاب‌کن

نوعی مته حفاری که اغلب قطعات فلزی از قبیل مته دندانه ای سه مخروطی ، لوله‌های حفاری، دیوار تراش‌ها و تیغه‌های آن، ابزارهای‌اتصالی، مسدود کن موقت ، ابزارهای فشار دهنده پکرهای



شکل ۱۸- مته مانده آسیاب کن تیغه ای

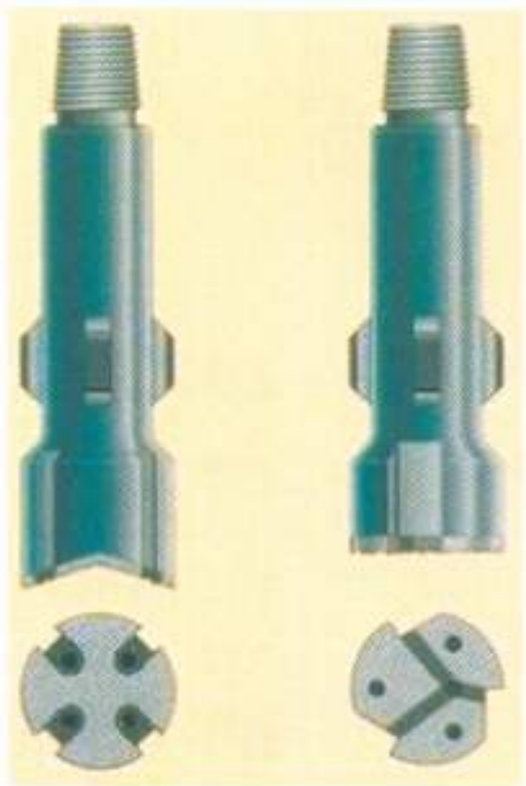


شکل ۱۹- مته مانده آسیاب کن کف تخت

فولادی و مانده‌های متفرقه را آسیاب می‌کند.
مته مانده آسیاب‌کن بر پنج نوع می باشد:

- مته مانده آسیاب کن تیغه‌ای (شکل ۱۸)
- مته مانده آسیاب کن کف تخت (شکل ۱۹)
- مته مانده آسیاب کن افست (شکل ۲۰–الف)
- مته مانده آسیاب کن محدب (شکل ۲۰–ب)
- مته مانده آسیاب کن مقعر

که هر کدام دارای انواع مختلفی از طوق‌های مانده‌یابی و پایدار کننده‌ها هستند. و قطر خارجی آنها در حدود ۱ ۳/۴ الی ۱/۲ ۱۸ اینچ با ۴ الی ۸ تیغه و طول ۱۰ الی ۶۴ اینچ می‌باشد.



شکل ۲۰ – الف) مته مانده آسیاب کن افست
ب) مته مانده آسیاب کن محدب

۲-۳-۲- آسیاب تیغه مخروطی

آسیاب تیغه مخروطی برای آسیاب کردن لوله‌های جداری فرو پاشیده شده یا شکسته شده، ایجاد دریچه عبور برای گوه انحرافی و همچنین آسیاب نمودن انواع مختلف خفه کننده‌ها بکار می‌رود. همچنین با آسیاب‌های دیگری ترکیب شده و یک مانده یاب داخلی را تشکیل می‌دهند. آسیاب‌های تیغه مخروطی به سه شکل ذیل می باشند:

- آسیاب‌های ۶۰° به همراه زاویه مخروط ۶۰° (۳۰° در هر طرف)
- آسیاب‌های ۳۰° به همراه زاویه مخروط ۳۰° (۱۵° در هر طرف)
- آسیاب‌های ۱۵° به همراه زاویه مخروط ۱۵° (۷۱/۲° در هرطرف)

شکل ۲۱ نمایی از آسیاب تیغه مخروطی را نشان می‌دهد.

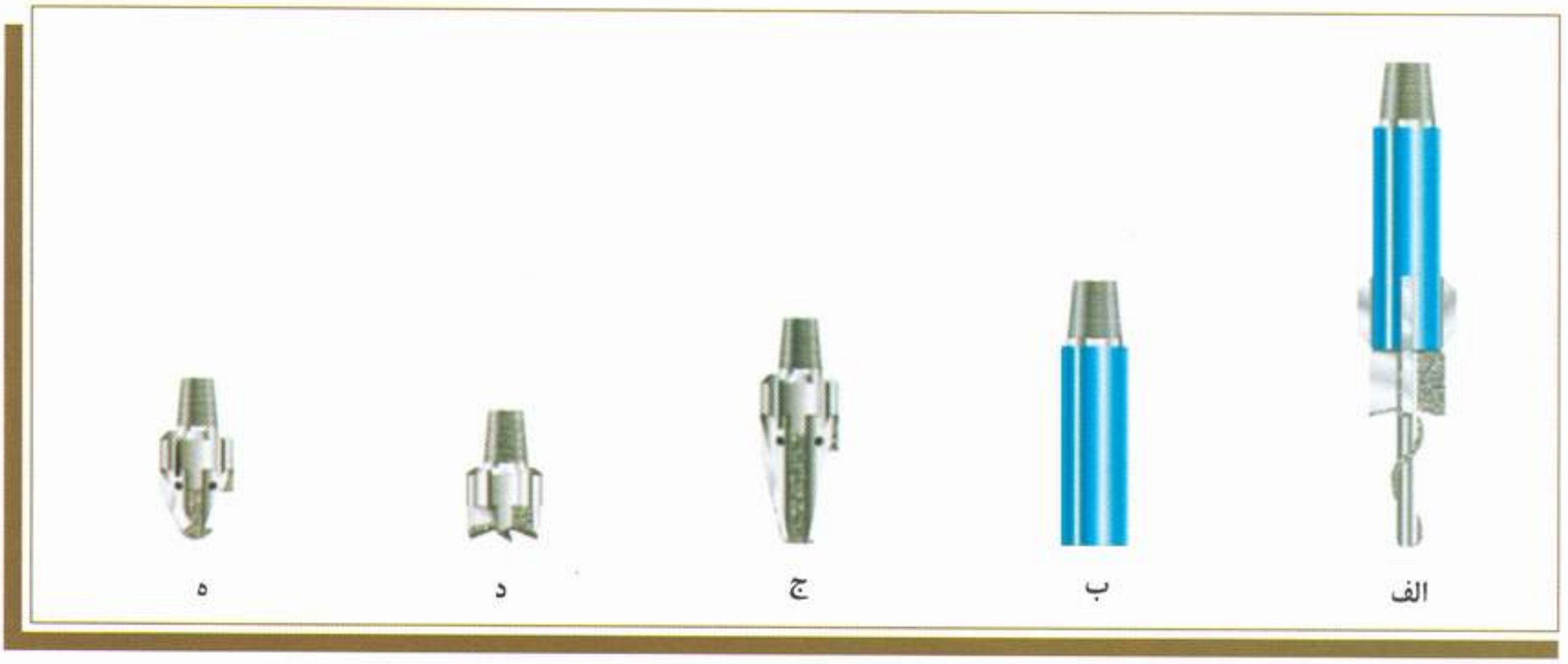
۲-۳-۳- آسیاب راهنما

ابزار آسیاب کن درون چاهی مخصوصی بوده که یک تیوب سنگین به نام راهنما یا رامپ شناور مرزی تا زیر آن گسترش یافته است و در دهانه پکرها، تیوب‌ها و یا لوله‌های حفاری اینزرت می‌شود. این ابزار قابلیت آسیاب کردن لوله‌های دور شویی، کفشک‌های دورشویی، اتصالات ایمنی، کاهنده‌ها ،آویز آستری و کاترهای درونی را دارد و بعلاوه با بارگیری این ابزار استرینگ مانده یابی در مسیر مورد نظر حرکت خواهد کردو خطر آسیب رساندن به لوله‌های جداری و آستری دیواره‌های چاه ، در حین عملیات را از بین می برد.

این ابزار (شکل ۲۲-ا لف) دارای چهار بخش است:

- طوقه مانده یابی با اتصالات نری (شکل ۲۲-ب)
- آسیاب تیغه مخروطی با اتصالات نری (شکل ۲۲-ج)
- مته مانده آسیاب کن با اتصال نری (شکل ۲۲-د)
- آسیاب کن دماغ گرد با اتصال نری (شکل ۲۲-ه)

شکل ۲۱- آسیاب تیغه مخروطی



شکل ۲۲ - آسیاب راهنما و اجزای آن الف) آسیاب راهنما ب) طوقه مانده یابی با اتصالات نری
ج) آسیاب تیغه مخروطی با اتصالات نری د) مته مانده آسیاب کن با اتصال نری ه) آسیاب کن دماغ گرد با اتصال نری

۲-۳-۴- لیوانک مانده یابی

لیوانک مانده یابی یک ابزار اضافی بوده که در عملیات آسیاب کردن بکار می‌رود. این ابزار بوسیله فنجانی خود، براده‌ها و مانده‌های خیلی سنگین را که از رسوبات ته چاه حرکت کرده‌اند جمع‌آوری می‌کند. (شکل ۲۳)

دو یا سه لیوانک مانده یابی را پشت سرهم به هم وصل کرده و سپس مستقیم در بالای مته حفاری یا آسیاب کننده قرار می‌دهند. این کار نه تنها ظرفیت بازیافت مانده‌ها را ا فزایش می‌دهد بلکه منجر به افزایش پایداری نیز می شود. این لیوانک می‌تواند در چاه باز یا داخل لوله‌های جداری رانده شود و زمانیکه ابزار در داخل لوله‌های جداری کار می کند باید پدهای سختکاری سطحی شده با قطر مته یا آسیاب کننده مورد استفاده قرار گیرد.

لیوانک مانده‌یابی را از فولاد با کیفیت‌های بالا که به طور کامل تنش زدایی شده است می‌سازند و فنجانی و راهنماهای دنده به بدنه اصلی جوشکاری می‌شوند. این راهنماها از شکسته شدن فنجانی جلوگیری کرده و ابزار را در چاه راهنمایی می کند.

شکل ۲۳- نمایی از لیوانک مانده‌یابی

۲-۳-۵- مانده‌یاب رزوه مخروطی

مانده‌یاب رزوه مخروطی ابزاری ساده، قوی و مطمئن برای مانده‌یابی می‌باشد. نحوه عملکرد این ابزار بدین صورت است که ابزار را درون‌چاه تا بالای مانده گیر کرده می‌رانند، نیروی وزنی بر آن وارد کرده سپس ابزار چرخیده تا مانده (که معمولاً شبیه مهره است) وارد شانه‌های مخروط گردد. آنگاه ابزار از چرخش باز می‌ایستد و به‌همراه مانده از داخل چاه بیرون کشیده می‌شود.

دو نوع مانده‌یابی رزوه مخروطی در دسترس است:

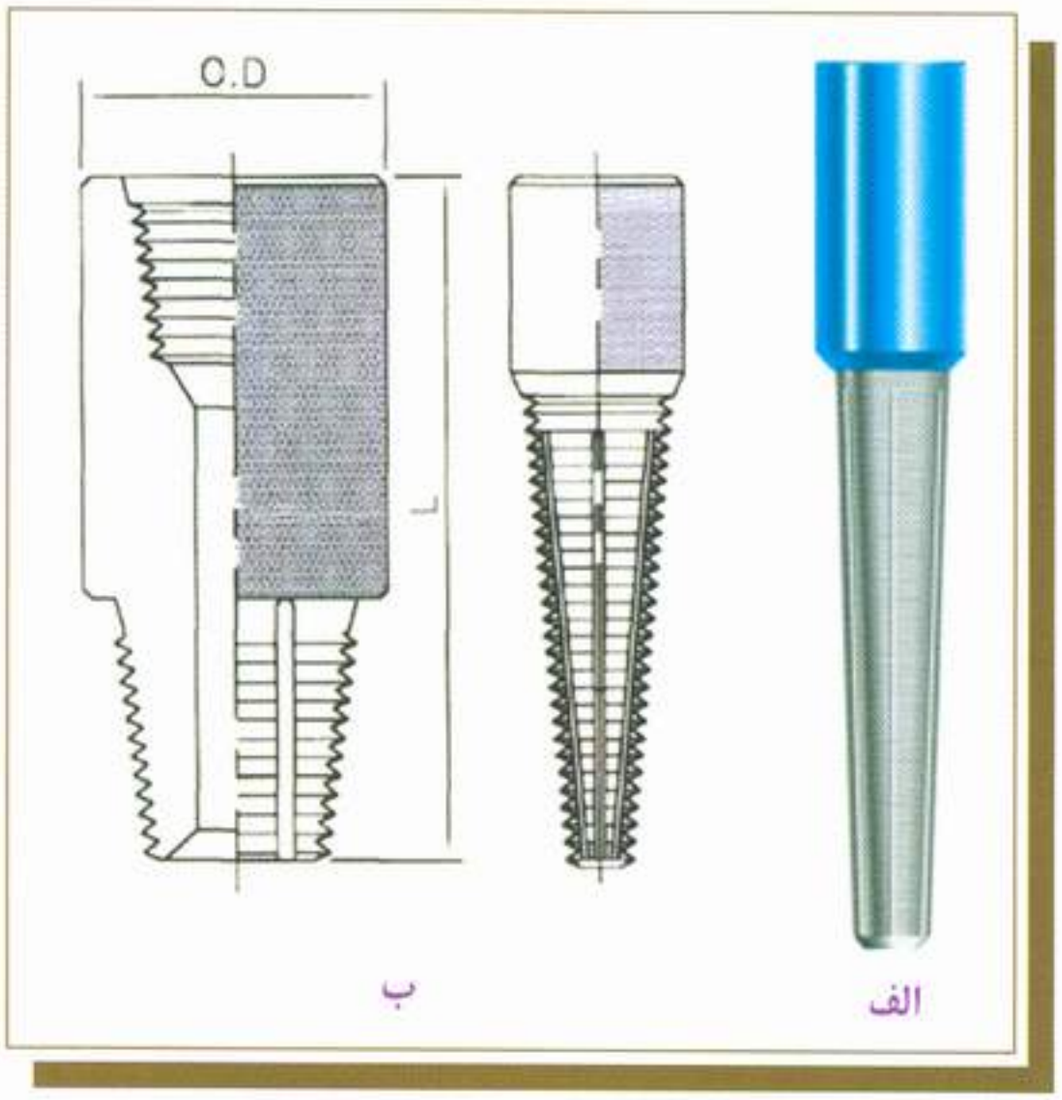
- مانده یاب رزوه مخروطی کف تخت (شکل ۲۴-الف)
- مانده یاب رزوه مخروطی "Skirt" (شکل ۲۴-ب)

در نوع کف تخت سطح خارجی مخروط روزه نشده است. در حالیکه در نوع "Skirt" این سطح رزوه می‌شود.نوع Skirtزمانی که تفاوت بین اندازه چاه و اندازه مانده زیاد است مورد استفاده قرار می‌گیرد.

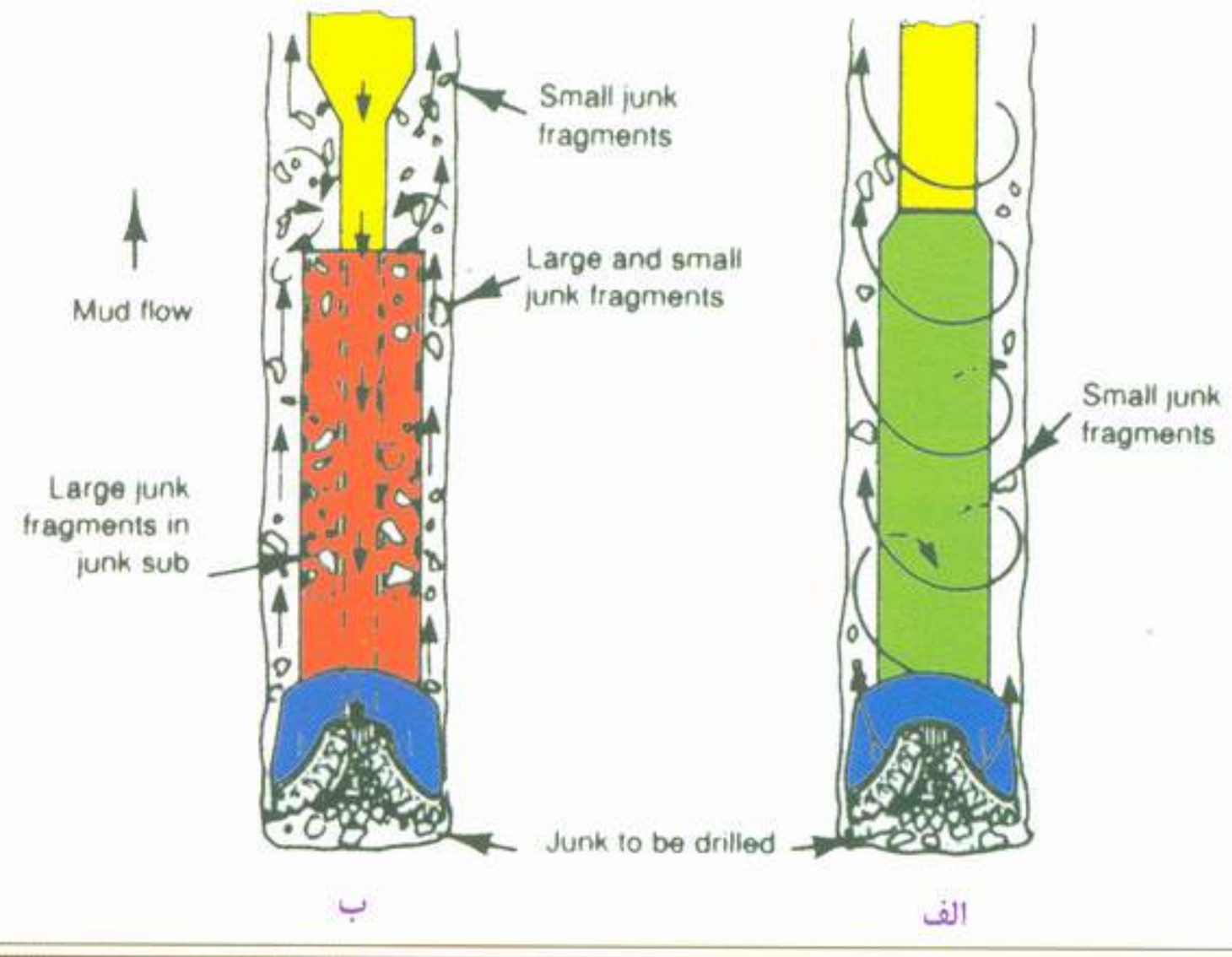
مانده یاب رزوه مخروطی را پله پله کرده و یا راهنماهایی برای آن تعبیه می‌کنند تا مانده درحین عملیات مانده یابی راحتر راهنمایی شود.

پارامترهای عملکرد رزوه‌گیر مخروطی‌شامل موارد زیر است :

- نوع مانده
- قطر چاه
- نوع و اندازه اتصالات بالا



شکل ۲۴- الف) مانده‌یاب رزوه مخروطی کف تخت
ب) مانده‌یاب رزوه مخروطی "Skirt"



شکل ۲۵- الف) حفاری با استرینگ‌های معمول ب)حفاری با استفاده از لوله رسوب‌گیر

۲-۳-۶- لوله رسوب‌گیر

برای مانده‌یابی رولرهای مته، بلبرینگ‌ها و دندانه‌ها بکار می‌رود و قبل از استفاده آن مته مانده آسیاب‌کن را به منظور آسیاب کردن قطعات بزرگ بکار می‌برند. این لوله در بالای مته قرار می‌گیرد و سپس گل حفاری به مدت چند دقیقه جریان می‌یابد و آنگاه به طور ناگهانی این جریان می‌ایستد. در اثر این جریان تکه‌های فلز بوسیله جریان گل حفاری حمل شده به درون رسوب‌گیر می‌روند. این ابزار برای خلاص شدن از تکه‌های فلزی که در کف چاه بعد از یک عمل مانده یابی باقیمانده‌اند مفید می‌باشد. (شکل ۲۵)

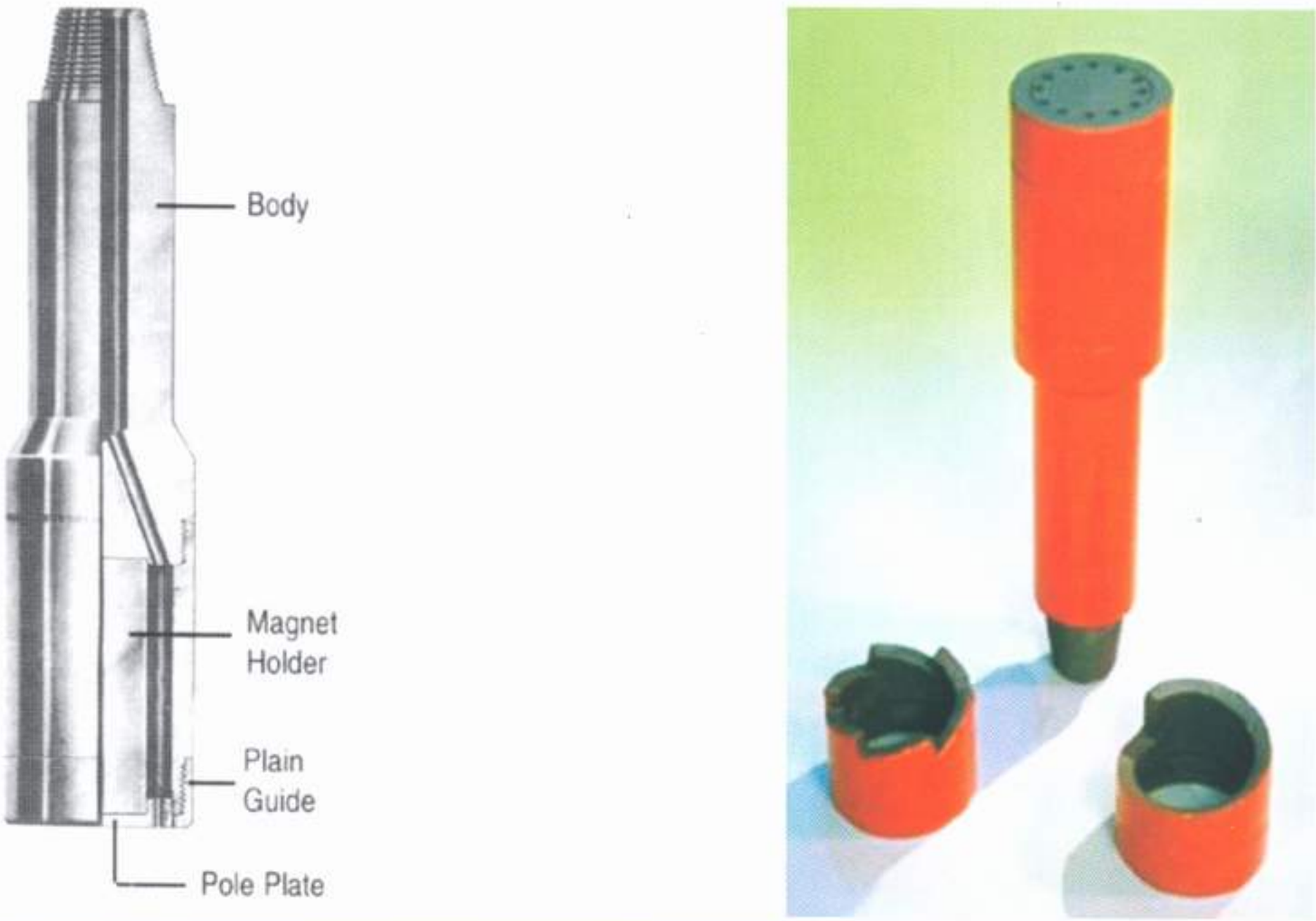
۲-۳-۷- سبد مانده‌یابی

رولرهای مته را مانده‌یابی می‌کند و قطعه‌ای تیوبی بوده که در یک انتهای آن دندانه دندانه شده است و زمانی که وزنی حدود چند تن بر روی آن وارد شود دندانه‌ها خم شده و تکه فلز را بدام می‌اندازد. (شکل ۲۶)

۲-۳-۸ - سبد مانده‌یابی پور- بوی

اغلب در سایت ساخته می‌شود و یک قطعه از لوله های جداری بوده که در یک انتهای آن دندانه دندانه شده است. و در اثر وزن اعمالی این دندانه‌ها خم شده و تکه فلز را بدام می‌اندازد.

شکل ۲۶- سبد مانده‌یابی



شکل ۲۷- آهنربای مانده‌یابی

۲- ۳-۹ آهنربای ماده یابی

به منظور گرفتن قطعات فلزی ریز در پایین چاه از یک آهنربای دائمی استفاده می کنند. این ابزار ممکن است بر روی لوله حفاری، تیوبها، یا کابل فولادی قرار بگیرد و بوسیله ادپتورهای میله مکش و فشنگی انتهای آن به کابل فولادی متصل می شود.(شکل ۲۷)

۲-۴ - تجهیزات و روش‌های مانده‌یابی استرینگ حفاری گیر کرده

به دو دلیل استرینگ حفاری در حفره چاه‌گیر می کند:

- فرو ریختن حفره چاه زیرا در پایین، چاه بدلیل ناپایداری باریک می‌شود.
- بیشتر شدن فشار هیدرواستاتیکی حفره چاه از فشار سازند

مورد اول به طور خالص یک مسأله مکانیکی بوده و تنها با عملیات‌های مختلف مکانیکی قابل حل است و مورد دوم یک پدیده فیزیکی و در نتیجه اختلاف فشار بوده که به کمک تکنیک‌های کنترل چاه (عملیات‌های مکانیکی) قابل حل است.

استرینگ حفاری را از محل گیر با پیچاندن باز می کنند و سپس قسمت آزاد شده را بالا کشیده و استرینگ مانده یابی مناسب جایگزین می شود. در ابتدا باید اطمینان حاصل کرد که گشتاور پیچشی در همه شانه‌های استرینگ حفاری یکسان باشد. بدین منظور از گشتاور واپیچشی بهره می‌برند برای این کار میز دوار گشتاور پیچشی را اعمال کرده و سپس جهت گشتاور تغییر کرده و واپیچشی می‌شود و مقدار این گشتاور واپیچشی تا ۸۰% گشتاور پیچشی اولیه است. تنش کششی بر روی استرینگ حفاری و اتصالات تا حدود صفر کاهش می‌یابد. سپس یک ماده منفجره را با رشته سیمی تا نقطه گیر درون چاه وارد می کنند و در اثر ضربه حاصل از انفجار و گشتاور چپگرد اتصالات باز می‌شوند. سپس یکی از سه عمل زیر می‌تواند انجام شود.

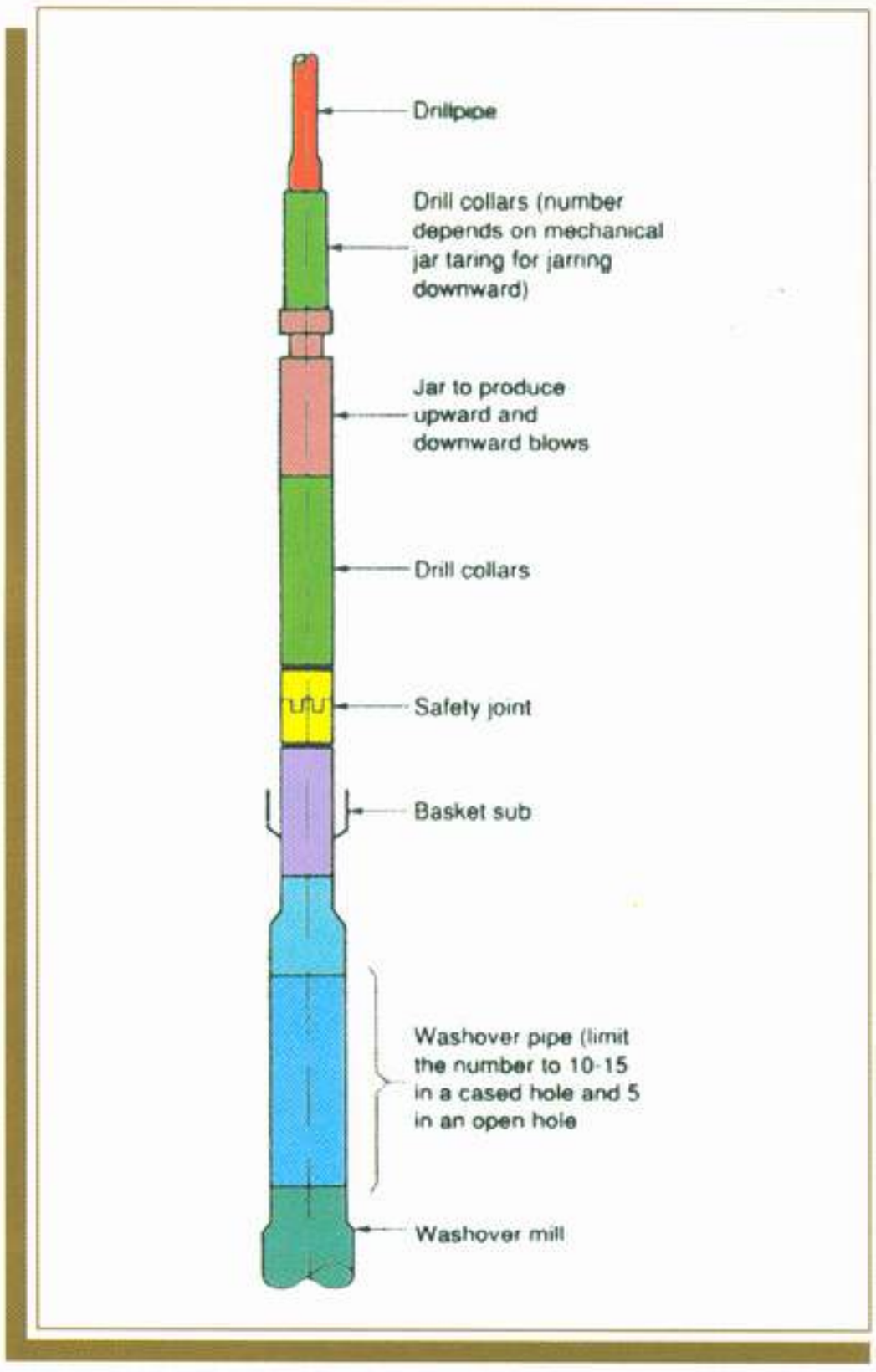
- تجهیزات دور شویی وارد چاه شود.
- مانده به طور مناسب سیمانکاری شده و چاه کنار گذر حفر گردد.
- استرینگ جار وارد چاه شود

۲-۴-۱- تجهیزات دور شویی

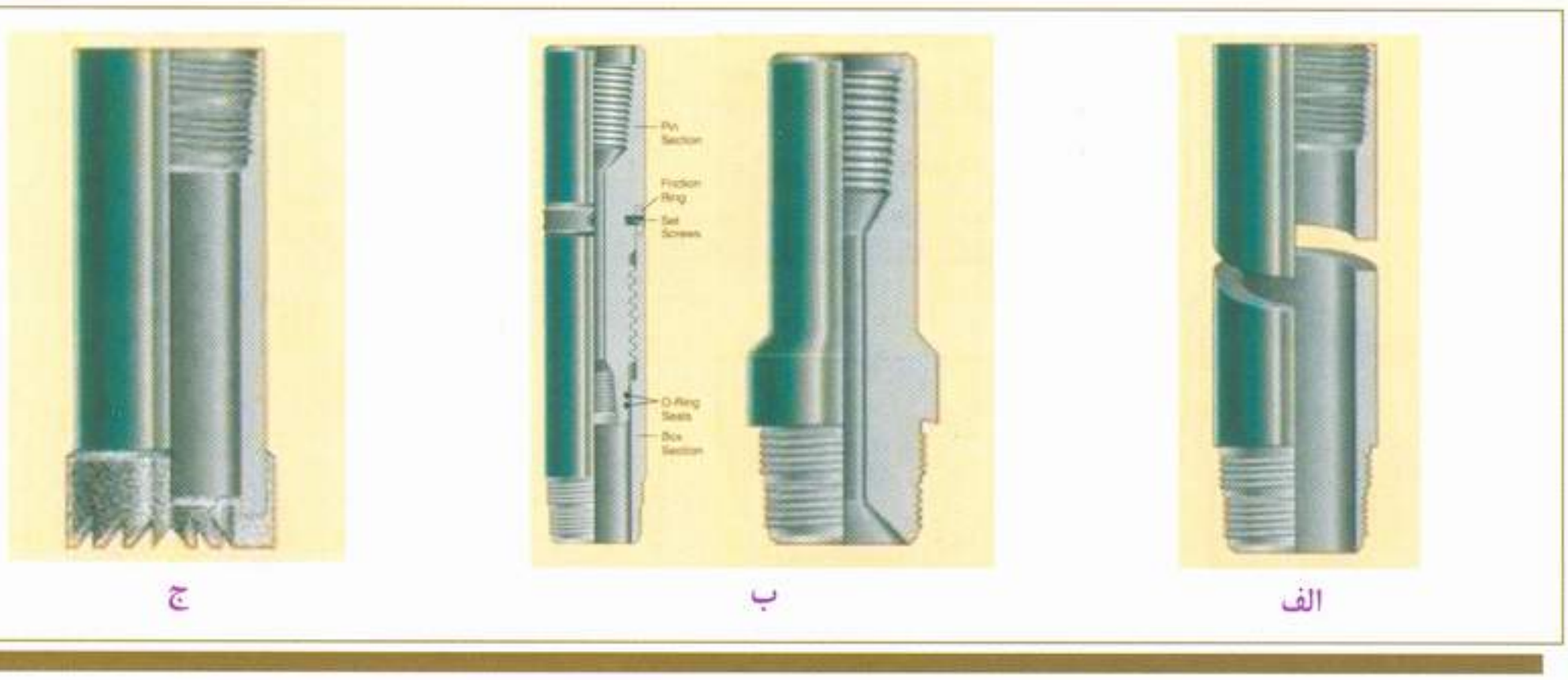
ایده اصلی برای آزاد کردن مانده، حفاری مجدد فضای بین دیوار چاه و لوله‌ها می‌باشد. بدین منظور تجهیزاتی را به کمک استرینگی (شکل ۲۸) به محل مانده می‌رسانند. که این تجهیزات عبارتند از:

- یک لوله دورشویی متناسب با قطر چاه و مانده (شکل ۲۹-الف)
- یک اتصال ایمنی که لوله را به کفشک متصل می کند. (شکل ۲۹-ب)
- یک کفشک دورشویی متناسب با قطر چاه و مانده (شکل ۲۹-ج)
- لوله‌های وزنی

لوله‌های دورشویی همگی دو پله ای بوده و سطح خارجی و داخلی آنها برجستگی‌ها و فرو رفتگی‌های زیادی دارد.
تجهیزات دورشویی همیشه از لحاظ مکانیکی ضعیف بوده و ماکزیمم طول واقعی آنها ۱۵۰ متر است.



شکل ۲۸- تجهیزات دورشویی به همراه استرینگ



شکل۲۹ - الف) لوله دورشویی ب) اتصالات ایمنی ج) کفشک دورشویی

۲-۴-۲- کنار گذر زدن

تصمیم انجام این عملیات زمانی اتخاذ می‌گردد که تمامی تلاش‌ها برای بیرون آوردن و یا از بین بردن مانده به شکست منتهی شده باشد و یا آشکارا بازیابی مانده در مقایسه با هزینه حفاری یک چاه اندکی منحرف، اقتصادی نباشد. این چاه انحرافی از بالای مانده به موازات هدف چاه متروکه (با فاصله چند متری) حفرمی‌گردد. مراحل کار مطابق شکل ۳۰ به نحو ذیل است:

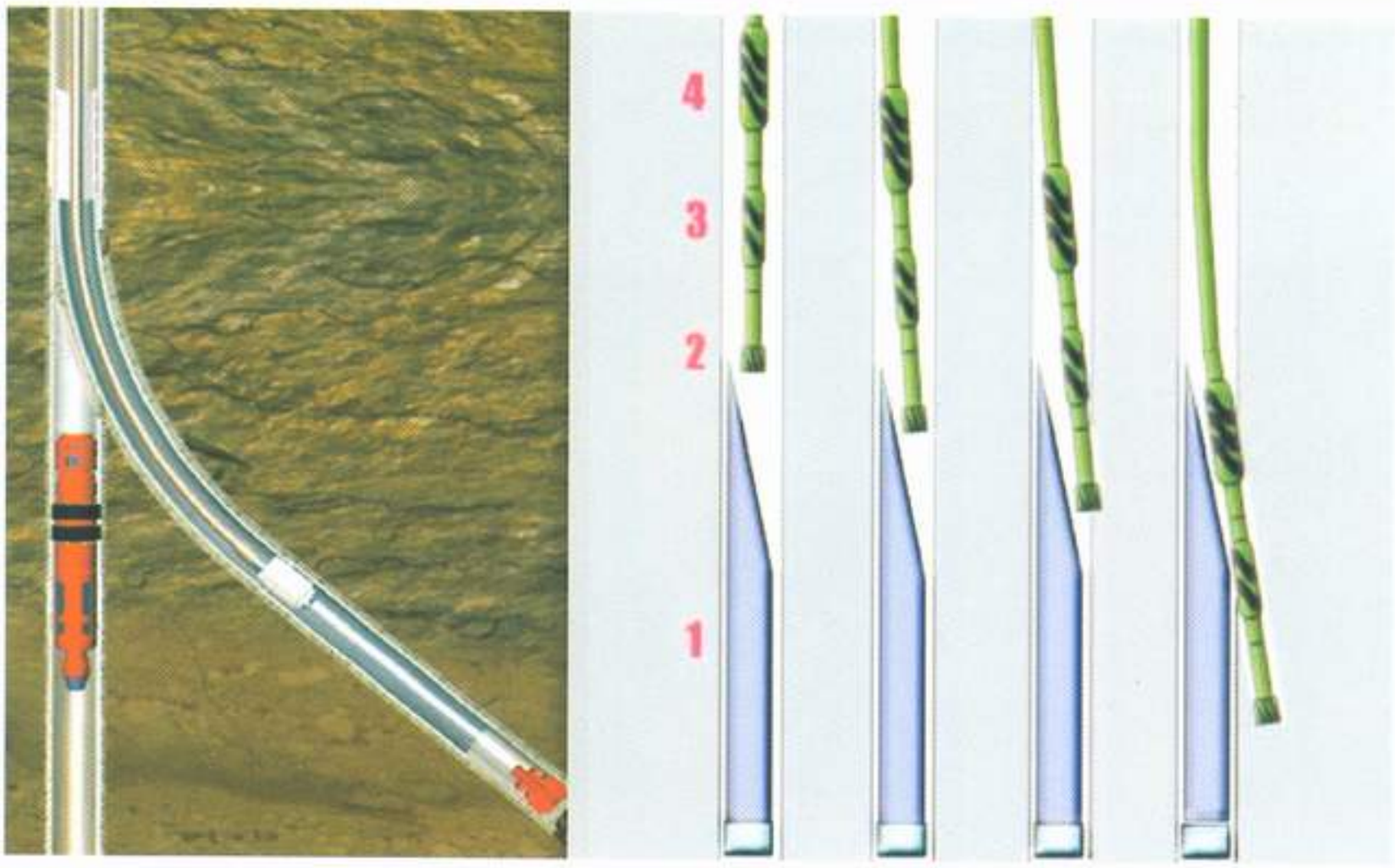
- کارگر چاه را در محلی که انحراف صورت می‌گیرد سیمانکاری کرده و منتظر می‌شود تا درپوش در محل محکم شود.
- زمان عملیات کنارگذرزدن در یک چاه جداره دار ، یک آسیاب تیغه‌دار را جهت ایجاد دریچه بر روی لوله جداری در چاه وارد می‌کنند.
- استرینگ کنار گذر زدن که متشکل از بخش‌های زیر است را وارد چاه می‌کنند.
- یک موتور درون چاهی
- یک ساب زانویی
- یک مته حفاری با قطر کمتر از مرحله پیشین
- گوه انحرافی
- زمانیکه حفاری به اندازه یک طول لوله حفاری صورت گرفت، مقدار انحراف اندازه گیری می‌شود.
- یک استرینگ حفاری آویز آزاد به درون چاه رانده می‌شود تا قسمت منحرف شده را برقو کرده و جهت چاه به صورت عمودی درآید.
- سگ دستها با یک استرینگ مخصوص، دیوار تراشی می‌شوند. اگر چه امروزه این عملیات به طور کامل انجام می‌شود و از لحاظ هزینه نسبتاً مناسب می‌باشد ولی باید پیامد آن بر روی معماری چاه بررسی گردد. سگ دستی در محل انحراف وجود دارد که بوسیله لوله‌های جداری پوشیده می‌شود. ممکن است این استرینگ لوله‌های جداری مقاومتی در مقابل فشار ایجاد کند. بعلاوه اگر یک چاه بهره برداری کنار گذر شده باشد آنگاه استفاده از پمپ میل مکش عملی نخواهد بود.

۲-۴-۳- جار

یک وسیله مکانیکی است که در پایین چاه به منظور اعمال ضربه، به اجزای درون چاهی استفاده می‌شود. بدین صورت که انرژی در استرینگ حفاری ذخیره شده و به طور ناگهانی به وسیله جار، وقتی که عمل می‌کند، آزاد می‌شود. اصول کار آن مشابه نجاری است که از چکش استفاده می‌کند.

با توجه به وظیفه جار در استرینگ دو نوع از آن وجود دارد:

- جارهای حفاری
- جارهای مانده یابی



شکل ۳۰- مراحل کنارگذر زدن با استفاده از گوه انحرافی

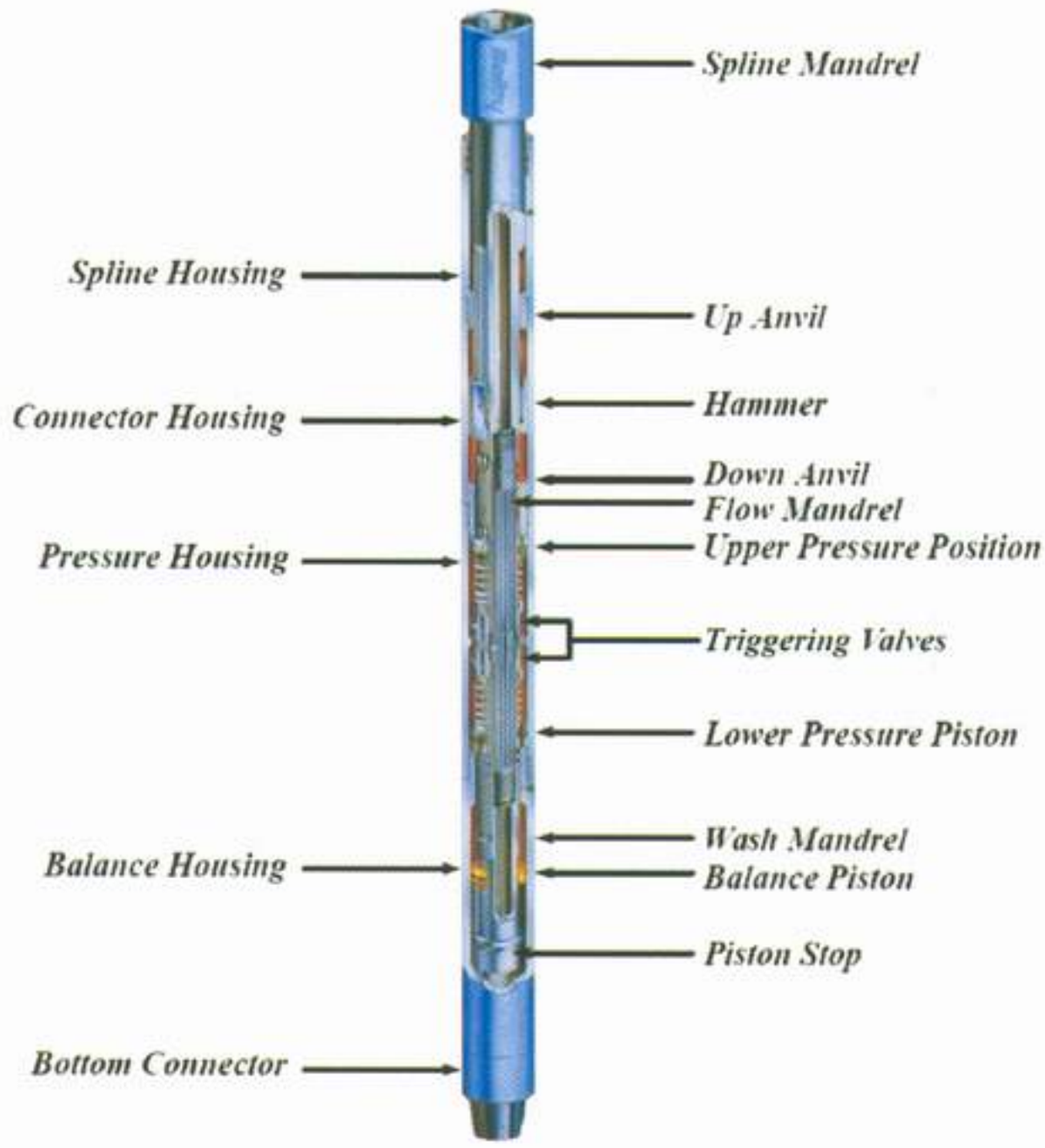
عملکرد هر دوتای آنها مشابه است و هر دوی آنها تقریباً بار ضربه‌ای مشابهی را اعمال می‌کنند، اما جار حفاری طوری ساخته شده که بهتر بتواند بارگذاری چرخشی و نوسانی مربوط به حفاری را تحمل نماید. و جارهای مانده یابی در فرآیندهای مانده‌یابی برای آزاد کردن اجسام‌گیر کرده در درون چاه استفاده می‌شود.
جارها می‌توانند طوری طراحی شوند که به سمت بالا، پایین یا هر دو طرف استرینگ ضربه بزنند. در زمان گیر کردن استرینگ حفاری درون چاه ، حفار به آرامی استرینگ حفاری را بالا می‌کشد اما "BHA" حرکت نمی‌کند. وقتی که قسمت بالای استرینگ حفاری به سمت بالا حرکت کرد به این معنی است که استرینگ حفاری کشیده شده و انرژی را در درون خود ذخیره می‌کند.
وقتی جار به نقطه‌ای برسد که باید عمل کند، اجازه داده می‌شود که قسمت‌هایی از جار بطور ناگهانی در جهت محوری حرکت کرده و ضربه را اعمال نماید. از لحاظ ساختمان داخلی، جارها بر سه نوع کلی تقسیم می شوند:

- جار مکانیکی
- جار هیدرولیکی
- جار هیدرولیکی / مکانیکی

در حالیکه طراحی این سه جار با یکدیگر متفاوت می‌باشد، عملکرد آنها مشابه است جارها در رنج وسیعی از اندازه‌ها و ظرفیت‌ها به منظور اعمال بارگذاری ضربه‌ای به سمت بالا یا به سمت پایین، موجود می‌باشند.

۲-۴-۳-۱- جارهای هیدرولیکی

انرژی مورد نیاز در این جارها از فشار هیدرولیکی سیال بر روی پیستون حاصل می‌گردد. و مقدار و زمان عملکرد آن توسط کنترلرهای بر روی سطح زمین قابل کنترل است. انرژی ذخیره شده در جار در زمان مورد نظر آزاد می‌شود و سپس بعد از ۱۰ الی ۶۰ ثانیه به حالت اولیه و طبیعی خود برگشته و آماده تکان بعدی خواهد شد. (شکل ۳۱)



شکل ۳۱- جار حفاری هیدرولیکی

جار قابلیت قرار گرفتن تحت فشار را دارد با این احوال جار نبایستی به عنوان یک کاهنده بین لوله‌های حفاری و لوله‌های سنگین قرار گیرد و همچنین قطر خارجی لوله‌های وزنی و حفاری بالا و پایین جار بایستی هم اندازه باشد. شکل ۳۲-الف یک جار مانده‌یابی هیدرولیکی و شکل ۳۲-ب محل جار مانده یابی را در استرینگ نشان می‌دهد.

۲-۴-۳-۲- جارهای مکانیکی

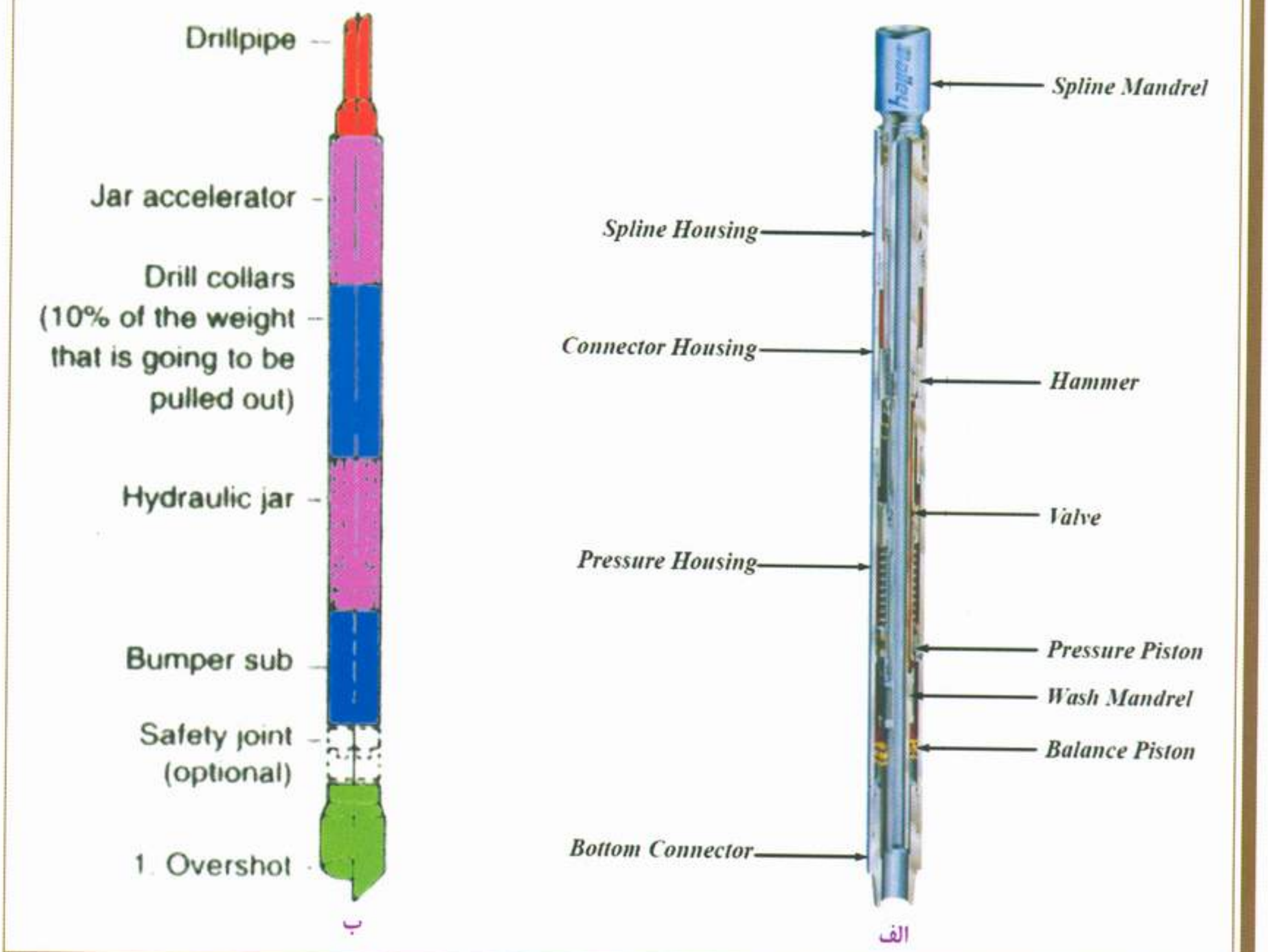
در این نوع جارها انرژی در داخل فنر مرکزی که کشیده می شود ذخیره می‌گردد و هرگاه مقدار انرژی ذخیره شده در فنر به مقدار حداکثر خود رسید آزاد شده و جار عمل می‌کند. شکل ۳۳ ـ الف یک جار مانده یابی مکانیکی و شکل ۳۳ ـ ب یک جار مانده یابی را در استرینگ نشان می دهد.

۲-۴-۳-۳- جارهای هیدرولیکی / مکانیکی

این نوع جارها می‌توانند با از کار انداختن شیر کنترل بصورت مکانیکی مستقیم هدایت شوند یا با از کار انداختن قفل فنری به صو رت هیدرولیکی عمل کنند. در حالت مکانیکی مطابق روش گفته شده، عمل کشیدن جار بوسیله فنر مرکزی صورت می گیرد. وقتیکه این کشش به مقدار ماکزیمم مجاز خود می رسد، جار عمل می‌کند. در حالت هیدرولیکی این نوع جارها مشابه جارهای هیدرولیکی عمل می‌کنند. (شکل ۳۴)

۲-۴-۳-۴- جنس اجزاء جارها

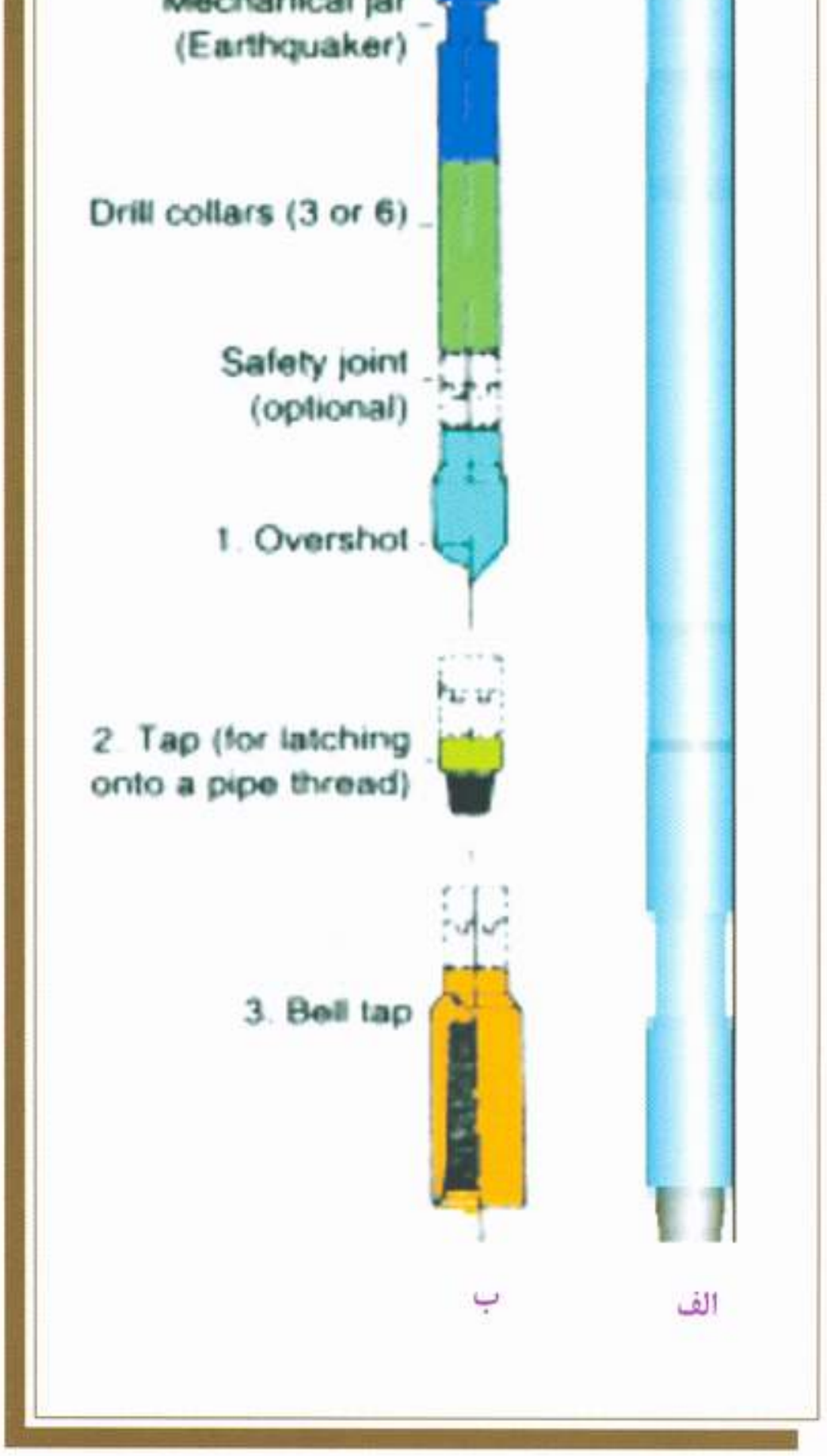
قطعات اصلی جارها از فولاد آلیاژی کروم- مولیبدنیوم AISI 4145



شکل ۳۲- الف) جار مانده‌یابی هیدرولیکی ب) محل جار مانده‌یابی هیدرولیکی در استرینگ

که عملیات حرارتی و تنش زدایی شده‌اند ساخته می‌شود.
استحکام تسلیم آنها تا حدود 140000psi و سختی برینل ۳۱۰ – ۲۹۰ می‌رسد. البته در محلهای مخصوص از آلیاژهای با استحکام 170000psi نیز استفاده شده است. شیرها از آلومینیوم برنز با کارترهای روکشی بالا و تلرانس ساخت حدود "۰/۰۰۰۵ ساخته می‌شوند.
تمامی اتصالات به کمک چهار رزوه محکم شده‌اند و دمای کار O رینگ‌های درزگیری در حدود 121°C (۲۵۰ درجه فارنهایت) و حتی گاهی تا 230°C (۴۵۰ درجه فارنهایت) می‌رسد. روغن‌های هیدرولیکی در رنج مناسبی از دما دارای ویسکوزیته ثابتی هستند

شکل۳۴- جار مانده یاب هیدرولیکی /مکانیکی



شکل ۳۳- الف) جار مانده‌یابی مکانیکی
ب) محل جار مانده‌یابی مکانیکی در استرینگ

۳- موتورهای درون چاهی

۳-۱- دلایل استفاده از موتورهای درون چاهی

موتورهای درون چاهی هیدرولیکی بخشی از انرژی هیدرولیک سیالات حفاری را به انرژی مکانیکی به شکل گشتاور و سرعت چرخشی تبدیل می‌کنند. این روش تأمین نیروی لازم برای چرخش مته حفاری دارای مزایایی نسبت به روش‌های مرسوم حفاری چرخشی و روش‌های‌حفاری چرخشی هدایت شونده است که شامل موارد ذیل می‌باشد:

- افزایش نرخ نفوذ (Rop) به علت افزایش سرعت چرخش مته
- توانایی حفاری در موقعیت‌هایی که امکان چرخش استرینگ حفاری وجود ندارد (مثل Coiled tubing و چاه‌های با شعاع کم)
- بهبود عملکرد حفاری جهت دار
- کاهش سایش لوله وزنی، لوله حفاری و لوله جداری به علت کاهش چرخش استرینگ حفاری
- توانایی بهینه کردن Rop با مانیتورینگ اختلاف فشار موتور در لوله قائم

موتورهای درون چاهی برحسب سرعت و گشتاور آنها دسته‌بندی می‌شوند.

۳-۲- طرز کار موتور درون چاهی

واحد توان قلب یک موتور درون چاهی می‌باشد. این قسمت از موتور، وظیفه تغییر انرژی هیدرولیک ایجاد شده به وسیله سیال حفاری را به شکل جریان و فشار به انرژی مکانیکی که باعث کار موتور به صو رت گشتاور و سرعت چرخش می‌شود را فراهم می‌کند. یک موتورهیدرولیکی به جای گازوئیل یا الکتریسیته از فشار استفاده می‌کند.
قسمت توان شامل یک روتور و استاتور می‌باشد. همانطور که از اسم آنها مشخص است، روتور جزء چرخشی و استاتور جزء ثابت می‌باشد. روتورها از یک میله فولادی، ماشینکاری شده و سپس مورد آبکاری کروم قرار می‌گیرند، در حالیکه استاتور شامل یک لوله فولادی آستر شده با چرم می‌باشد.
سطح مقطع روتورها و استاتورها به‌وسیله تعداد لابها روی هر قطعه تعریف می‌شود. لاب مشابه دندانه یک چرخ دنده می‌باشد که برای تنظیم سرعت خروج واحد توان بکار می‌رود. واحد توان با تعداد لاب‌های بیشتر، گشتاور بیشتر و سرعت کمتری را نسبت به انواع با تعداد لاب‌های کمتر تولید می‌کنند.
روتورها همیشه یک لاب کمتر از جفت استاتور خود دارند. این مسئله فاصله لازم برای امکان چرخش روتور در استاتور را فراهم می‌کند. واحد توان معمولاً برحسب نسبت لاب‌های روتور به استاتور تعریف می‌شود (مثلاً ۱/۲ یا ۴/۵).
یکی دیگر از پارامترهای واحد توان، طول گام می‌باشد و به صورت طول یک مارپیچ کامل ۳۶۰ درجه استاتور تعریف می‌شود.
روتور نیز یک مارپیچ با طول نستاً متفاوت تشکیل می‌دهد.
جفت شدن این طول‌های مارپیچ برروی هم یک فضای خالی آب‌بندی را در امتداد طول واحد توان ایجاد می‌کند. جریان گل حفاری به داخل این فضا باعث چرخش روتور در خلاف جهت عقربه‌های ساعت در داخل استاتور می‌شود.

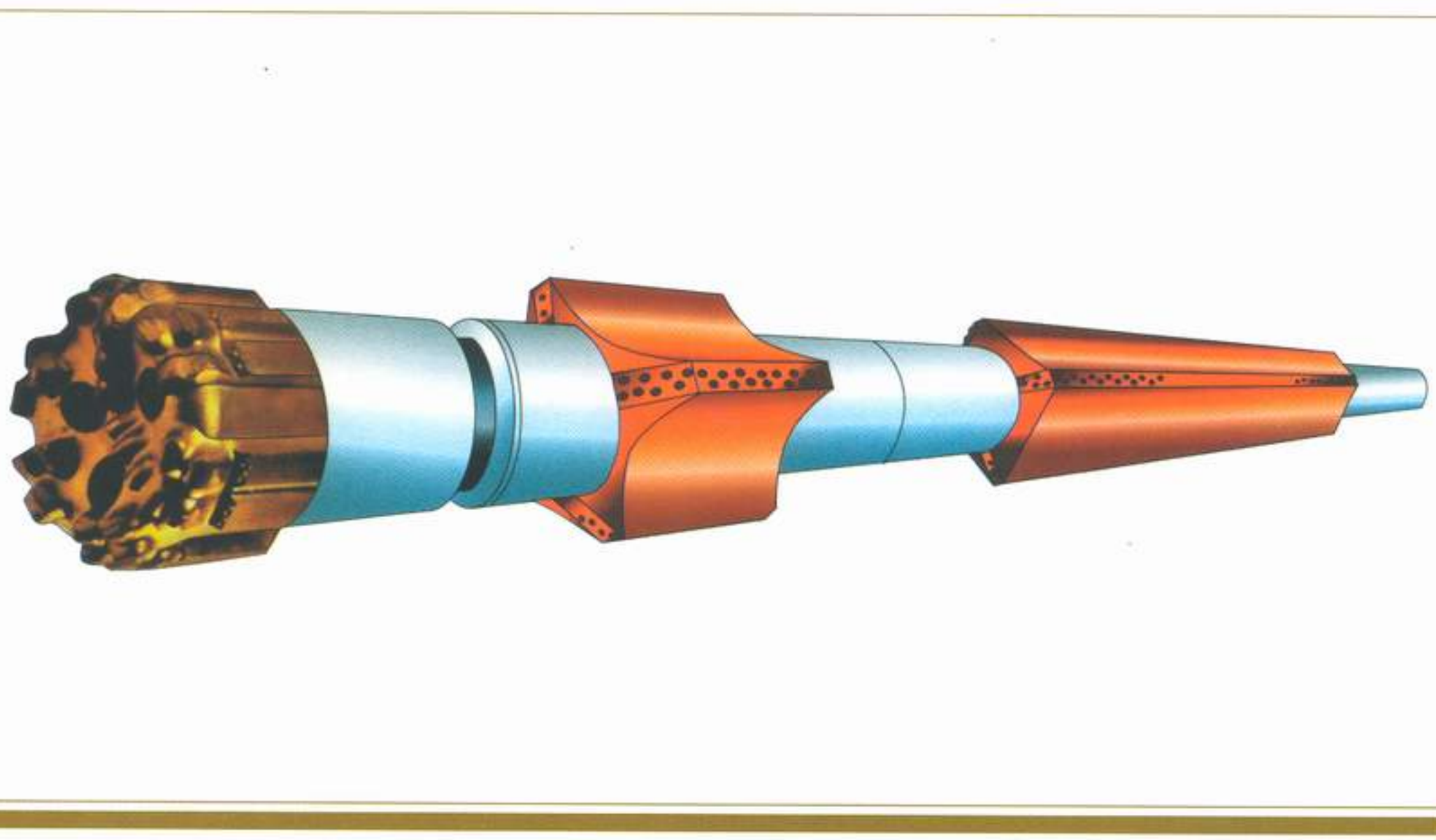
۳-۳- اجزای دیگر موتورهای درون چاهی

الف - مجموعه یاتاقان‌ها:
از این مجموعه برای انتقال توان روتور به مته استفاده می‌شود. بطور داخلی، این مجموعه از یاتاقان‌های شعاعی و محوری تشکیل شده تا از چرخش هم مرکز شفت با حداقل حرکت محوری و مقاومت چرخشی اطمینان حاصل شود.
یاتاقان‌های شعاعی همچنین به منظور محدود کردن جریان سیال به مجموعه یاتاقان که برای روغنکاری یاتاقان‌ها استفاده می‌شود، بکار می‌روند.

ب- شفت یا اتصال انعطاف پذیر:
از این وسیله برای انتقال توان روتور به مجموعه یاتاقان‌ها استفاده می‌شود. این شفت طوری طراحی شده است تا امکان چرخش مختلف المرکز روتور و هوزینگ خمشی که ممکن است بین مجموعه یاتاقان و استاتور وجود داشته باشد را فراهم نماید.

ج - هوزینگ خمشی:
موتورهای درون چاهی حاوی هوزینگ خمشی قابل تنظیم می‌باشند که امکان تنظیم زاویه خمش موتور بوسیله ریگ و بنابراین تنظیم جهت حفاری را فراهم می‌کند.

د - Trip Sub:
از این وسیله برای عبور دادن سیال حفاری بین فضای حلقوی و درون موتور استفاده می‌شود. شکل ۳۵ نمایی از یک موتور درون چاهی و اجزای آن را نشان می‌دهد.



شکل۳۵- نمایی از یک موتور درون چاهی

۴- ابزار درون چاهی تکمیل چاه

به مجموعه سخت‌افزاری که از آن برای بهینه‌سازی تولید هیدرو کربن‌ها از چاه استفاده می‌شود، به طور کلی ابزار تکمیل سازی چاه می‌گویند. این مجموعه می‌تواند از یک پکر روی لوله جداری تا یک سیستم شامل المان‌های فیلتر کردن مکانیکی بیرون لوله مشبک و یا یک سیستم کنترل و اندازه‌گیری کاملاً اتوماتیک که باعث بهینه‌سازی اقتصادی مخزن بدون دخالت مستقیم اپراتور (یک سیستم تکمیل سازی هوشمند) می‌شود، باشد. به عبارت دیگر تکمیل‌سازی چاه یک اصطلاح کلی می‌باشد که از مونتاژ یک سری از ابزار لوله‌ای شکل در پایین چاه و تجهیزات مورد نیاز برای تولید ایمن و مؤثر از یک چاه نفت یا گاز تشکیل شده است. نقطه‌ای که در آن فرآیند تکمیل سازی شروع می‌شود، بستگی به نوع و طراحی چاه دارد. هر چند که گزینه‌های زیادی اعمال می‌شود یا فعالیت‌هایی در طول فاز ساخت یک چاه صورت می‌گیرد که تأثیر کاملاً مشخصی بر ویژگی‌های تولید چاه دارد.

۴-۱- پکر

پکرها معمولاً به داخل لاینر و لوله جداری تولیدی هدایت شده و محکم می شوند. این اجزاء فشار را در فضای حلقوی چاه محدود کرده بطوریکه لوله جداری و پوشش سیمان آن نوسان‌های زیادی را در تنش‌های فشاری متحمل نشوند. بطور خلاصه، پکر فضای حلقوی چاه را از هر گونه تماس فیزیکی با سیال داخل چاه و فشار پایین چاه ایزوله می کند.

۴-۱-۱- انواع اصلی پکرها

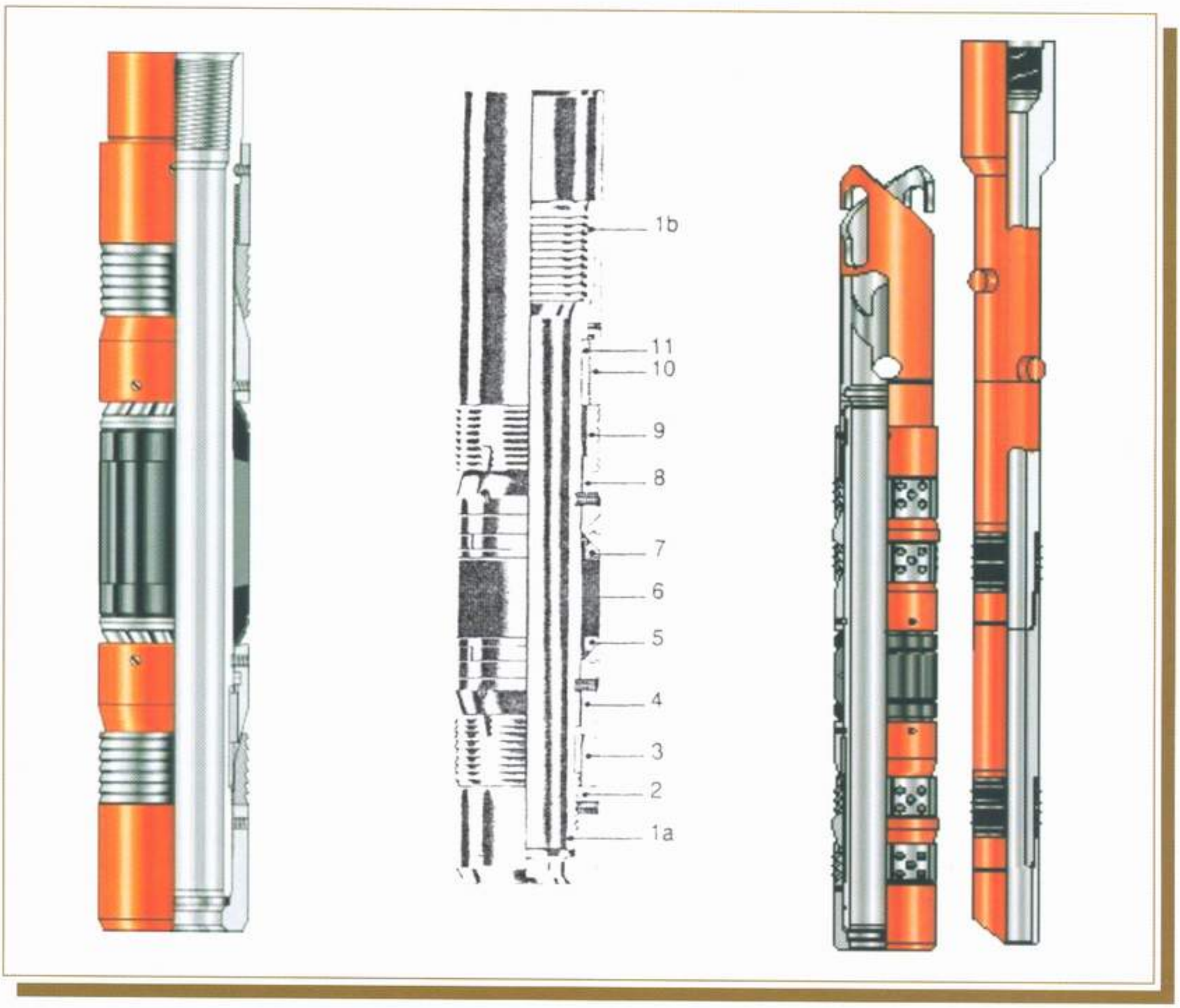
یک پکر اساساً بوسیله مکانیزم جازدن آن در چاه، نوع آب بندی، وسیله بازیابی آن از چاه (پکر بازیابی شونده یا دائمی) و نوع اتصال لوله پکر دسته بندی می‌شوند. اولین معیار دسته بندی پکرها معمولاً وسیله بازیابی از چاه می‌باشد.

- پکرها بوسیله گیره‌های فولادی جازده می‌شوند، بطوریکه وقتی این شیب راهه‌های مخروطی شکل در امتداد آنها فشار داده می‌شوند، به لوله جداری محکم می‌شوند. همچنین یک آب بند که از رینگ‌های لاستیکی تشکیل شده است، بر جداره داخلی لوله جداری فشرده‌می شود.

پکرها می‌توانند به سه روش مختلف بازیابی شوند:
۱– در مورد پکرهای دائمی می‌توانند بوسیله حفاری یا آسیاب کردن بیرون کشیده شوند
۲–فعال کردن پین‌ها یا رینگ‌های برشی بوسیله کشیدن روی لوله مغزی، این حرکت گیره‌های نگهدارنده را آزاد می‌کند. این روش برای پکرهای بازیابی شونده می‌باشد. بعضی از آنها نیازمند یک ابزار بازیابی ویژه می‌باشند.
۳– آزاد سازی مکانیکی بدون فعال کردن پین‌ها یا رینگ‌های برشی: این روش برای پکرهای مکانیکی موقتی است که اساساً در استرینگ‌های ویژه برای تست چاه، سیمانکاری ترمیمی، اسید زنی و غیره مورد استفاده قرار می‌گیرند.

اتصال پکر– لوله مغزی می‌تواند دو نوع باشد:

۱– صلب: که در آن لوله مغزی بر روی پکر ثابت می‌شود.
۲– نیمه آزاد: در این حالت لوله مغزی به داخل پکر بوسیله یک لوله با المان‌های آب بند وارد می‌شود بطوریکه لوله مغزی می‌تواند آزادانه به سمت پایین یا بالا حرکت کند رنج مجاز حرکت لوله مغزی به طول لوله که با المان‌های آب بند مجهز شده است و به موقعیت اول آن بستگی دارد. بعلاوه، حرکت به سمت پایین بوسیله یک ضامن متوقف کننده محدود می‌شود.



شکل۳۶- پکرهای تولیدی دائمی

۴-۱-۲- انتخاب پکر

انتخاب نوع پکر بستگی دارد به:

- مقاومت پکر و مکانیزم تنظیم آن به تنش‌های مکانیکی و هیدرولیکی در چاه:

۱- اختلاف فشار مجاز
۲-فشار و کشش مجاز در محل اتصال پکر- لوله مغزی و پکر- لوله جداری
۳- دمای ماکزیمم برای الاستومرها

- روش‌های جازدن و بازیابی
- ضمائم موجود
- هزینه نصب در مرحله تکمیل اولیه چاه و فرآیندهای تعمیراتی
- کیفیت پکر و تجارب استفاده کننده‌های از آن

علاوه بر موارد ذکر شده ملاحظات زیر در انتخاب پکر باید در نظرگرفته شود:

- قطر درونی لوله جداری
- قطر درونی پکر که لوله از آن عبور می‌کند
- مقاومت الاستومرها به سیال
- متالوژی (مسائل مربوط به خوردگی)

۴-۱-۳- پکرهای تولیدی دائمی

پکرهای دائمی همچنین به عنوان پکرهای قابل حفاری نیز نامیده می‌شوند. مثال نوعی از این نوع پکرها، پکر دائمی 415D ساخت شرکت "Baker" می‌باشد (شکل۳۶).

این پکر از یک ماندرلی داخلی (1a) تشکیل شده است که درون آن سنگ زنی و پولیش شده و در بالای آن یک رزوه مربعی چپگرد قرار دارد.(1b) بیرون ماندرل داخلی به ترتیب از پایین به بالا از اجزاء زیر تشکیل شده است:

- یک راهنمای پایینی (۲) که روی ماندرل داخلی پیچ می‌شود.
- گیره‌های محکم کننده پایینی (۳) و مخروط‌های محکم کننده آنها (۴)
- المان آب بندی لاستیکی (۶) با رینگ‌های ضد اکستروژر (۵) و (۷)
- گیره‌های محکم کننده بالایی (۹) و مخروط‌های محکم کننده سربی آنها (۸)
- اسلیو جازدن بیرونی (۱۰) که به مندرل داخلی (1a) پیچ شده است.

رینگ دندانه‌ای ضامن‌دار (۱۱) به اسیلو جازدن بیرونی (۱۰) امکان می‌دهد که به سمت پایین در ارتباط با ماندرل داخلی(1a) لغزش نموده اما از حرکت معکوس آن جلوگیری می‌کند و در نتیجه پکر بصورت دائمی جازده می‌شود.

این پکر تماماً قابل حفاری (برای برداشتن آن) بوده و تمام قطعات آن بجز المان های آب بند از چدن، منیزیم، سرب و برنز ساخته می‌شود . این نوع پکر قبل از راندن لوله مغزی نهایی و روی کابل الکتریکی مجهز شده با یک وسیله جازدن مناسب، یا روی یک استرینگ حفاری یا استرینگ لوله مغزی همراه با ابزار جازدن متناسب به داخل هدایت شده و جازده می‌شود.

۴-۱-۳-۱- اتصال پکر 415D- لوله مغزی

دو نوع اتصال که در زیر شرح داده می شوند برای انتخاب وجود دارد.

الف – "Anchor seal assembly" –(شکل۳۷الف)

در این حالت یک رزوه لاستیکی لوله مغزی را به پکر محکم می کند. آب بندی بوسیله المان‌های آب بندی انجام می‌شود. این مجموعه باید از حداقل دو توده آب بند تشکیل شده باشد.

ب – "Locator seal assembly" –(شکل۳۷ب)

این قطعه نهایی دارای المان‌های آب بند می باشد که امکان می‌دهدکه لوله جداری در داخل پکر لغزش نماید. هر چند، یک ضامن متوقف کننده که در جای رزوه قرار داده می‌شود، حرکت به سمت پایین را محدود می کند.

شکل۳۷- انواع اتصالات پکر

۴-۱-۳-۲- معایب و مزایای پکرهای دائمی

این نوع پکر دارای طراحی ساده ای بوده و شامل مکانیزم پیچیده‌ای نمی‌باشد. این نوع پکر از ضریب اطمینان بالایی برخوردار بوده و می‌تواند تست‌های مکانیکی قابل ملاحظه و اختلاف فشار بالایی را تحمل نماید. همچنین این پکر دارای بالاترین رنج قطر درونی سیال برای یک قطر لوله جداری مشخص می‌باشد. این پکرانعطاف پذیر بوده و می‌تواند در طول فرآیندهای تعمیر چاه به منظور تغییر تجهیزات تولیدی مورد استفاده قرار گیرد.

از بزرگترین عیب پکرهای دائمی این است که تنها می‌توانند بوسیله آسیاب کردن یا حفاری برداشته شوند. یعنی اینکه به منظور حذف این نوع پکر بعد از برداشتن تجهیزات سرچاهی و بیرون کشیدن لوله باید از استرینگ حفاری استفاده شود. عیب دیگر این است که اگر لوله مغزی برای یک دوره زمانی طولانی حرکت نکند، المان‌های آب بند لوله مغزی به مندرل داخلی پکر می‌چسبد. برعکس، حرکت زیاد لوله مغزی باعث سایش المان‌های آب بند می‌شود.

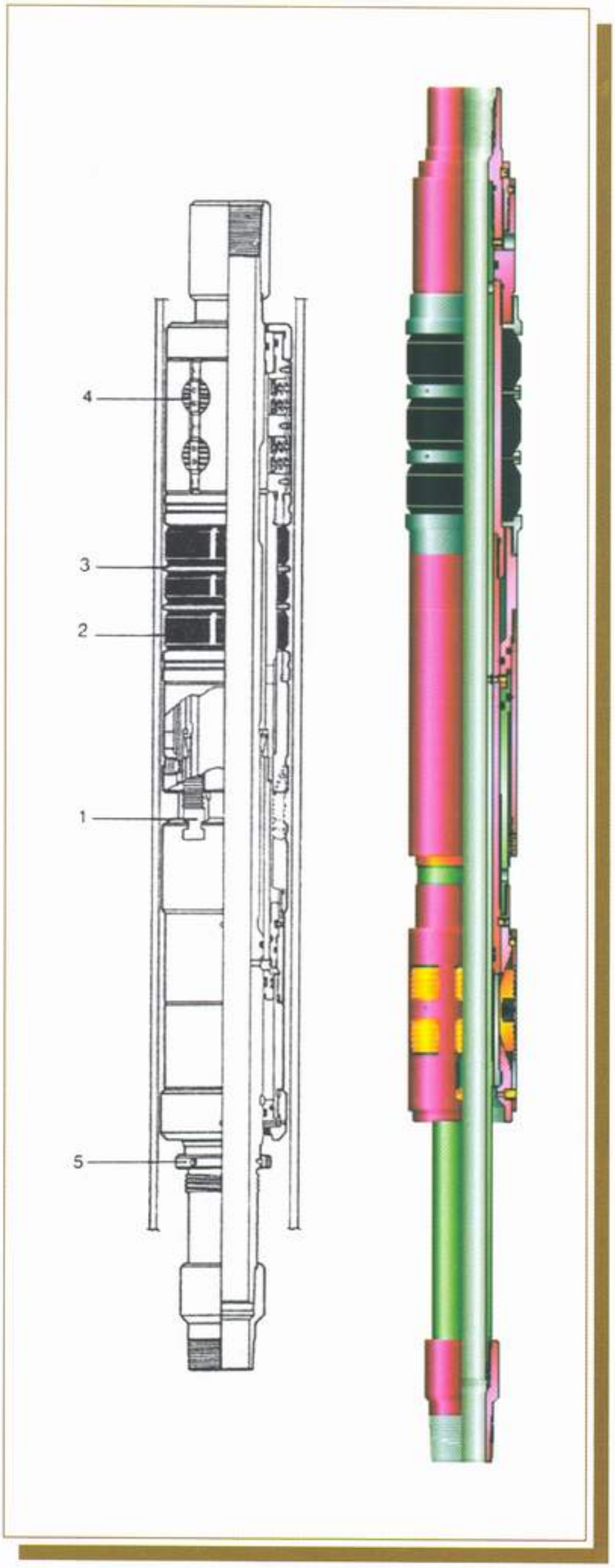
این نوع پکر اغلب در چاه‌های تولیدگاز مو رد استفاده قرار می‌گیرد.

۴-۱-۴- پکرهای قابل بازیابی

این نوع پکرها طوری طراحی شده اند که بتوانند به سادگی باز شده و بدون آسیاب کردن یا حفاری آن از داخل چاه بیرون کشیده شوند. بنابراین همه آنها دارای مکانیزمی می‌باشند که بتوانند درمواقع لزوم باز شوند. بسته به مدل، پکرها می‌توانند بصورت مکانیکی یا هیدرولیکی جازده شوند و تمام آنها به لوله مغزی بصورت دائم‌متصل می‌شوند. هر چند که، می‌توان از یک اتصال جدا کننده(یا صفحه جدا کننده) در استرینگ لوله مغزی در بالای پکر، استفاده کرد.

۴-۱-۴-۱- پکرهای قابل بازیابی هیدرولیکی

این پکرها با اعمال فشار به استرینگ تولیدی جازده می‌شوند (شکل۳۸). اسلیپ‌های جدا کننده (۱) زیر آب‌بند (۲) قرار داده می‌شوند، که معمولاً از سه المان آب‌بند لاستیکی تشکیل می‌شوند. المان‌های آب‌بند اغلب دارای سختی متفاوتی می‌باشند و بر طبق شرایط جازدن و عمق چاه انتخاب می‌شوند. این المان‌ها بوسیله رینگ‌های (۳) که اکستروژن را در لاستیک‌ها کاهش می‌دهند، از یکدیگر جدا می‌شوند. اسلیپ‌ها، پکر را در جای خود نگه داشته و از لغزش به سمت پایین پکر در زمانی که وزنی روی آن می‌باشد، جلوگیری می‌کنند. همچنین استفاده از دکمه‌های نگهدارنده (۴) (دکمه‌های اصطکاکی که زمانیکه فشار زیر پکر بالاتر از فشارفضای حلقوی چاه باشد، بصورت هیدرولیکی فعال می شوند) کمک می‌کند که پکر به سمت بالا لغزش پیدا نکند.



شکل۳۸- پکرهای قابل بازیابی هیدرولیکی

این پکرها پیچیده‌تر از نوع دائمی آن می‌باشند، اما زمانیکه هدف جازدن پکر بطور مستقیم با لوله مغزی تولیدی نهایی می‌باشد، هیچ جایگزینی ندارند. راندن این نوع پکرها در چاه‌های منحرف شده نسبتاً ساده است، و در تکمیل سازی‌های دو گانه یا حتی سه گانه می‌توانند مورد استفاده قرار می‌گیرند. همچنین می‌توان در یک زمان چند پکر را به داخل چاه جا زد. در نهایت، باید خاطر نشان‌کرد که بصورت تئوری باز کردن و بازیابی این نوع پکرها راحت است. به محض اینکه آنها به بیرون کشیده شدند، می‌توانند مورد بازرسی مجدد قرار گرفته و دوباره مورد استفاده قرار گیرند.

هر چند که، سیستم جازدن و باز کردن هیدرولیکی بر حسب فضای موجود پر هزینه بوده و در نتیجه قطر درونی موجود برای عبور سیال را در یک لوله جداری مشخص محدود می‌کند. جازدن آن نیازمند استفاده از یک در پوش و یک "مغزی نشاننده" در زیر پکر یا یک توپی که روی یک نشیمنگاه قابل ردیابی انداخته می‌شود، می‌باشد. در این حالت درپوش ممکن است بچسبد یا اینکه توپی بخوبی در نشیمنگاه جانگیرد یا ممکن است بداخل کشیده شود. این نوع پکرها از موادی که به آسانی قابل آسیاب کردن باشند، ساخته نمی‌شوند. در نتیجه بیرون کشیدن این نوع پکرها که در داخل چاه گیر کرده بوسیله عمل حفاری بر حسب زمان،پول و ابزار مورد استفاده بسیار پر هزینه می‌باشد.

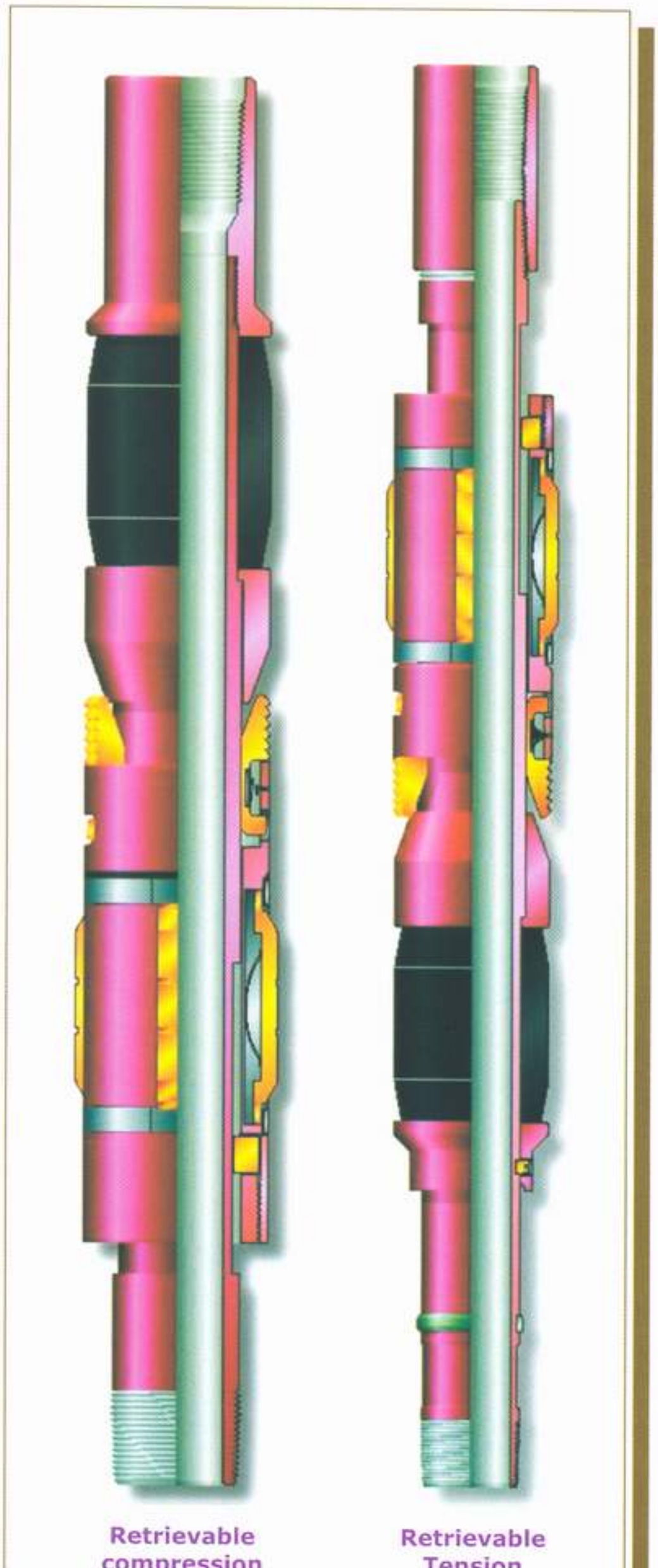
پکرهای هیدرولیکی قابل بازیابی دارای نوع دوتایی نیز می‌باشند (شکل۳۹). روش جازدن و بازیابی آنها فرقی با دیگر انواع پکرهای هیدرولیکی قابل بازیابی ندارد. بسته به مدل انتخابی، این نوع پکرها می‌توانند با افزایش فشار در استرینگ کوتاه یا در استرینگ طویل جازده شوند. پکرها بوسیله کشش روی استرینگ طویل باز می‌شوند.

شکل۳۹- پکرهای هیدرولیکی قابل بازیابی نوع دوتایی

۴-۱-۴-۲- پکرهای قابل بازیابی مکانیکی

این پکرها به ندرت در استرینگ تولیدی دائمی مورد استفاده قرار می‌گیرند (شکل۴۰). بر عکس این نوع پکرها برای استرینگ موقتی تست،سیمانکاری یا شبیه سازی، عالی می‌باشند. این بدلیل آن است که آنها می‌تواند فوراً بدون نیاز به بیرون کشیدن دوباره جازده شوند و دلیل دیگر اینکه بازیابی آنها ساده است. بطور عموم، این پکرها بوسیله فشار، کشش یا چرخش استرینگ جازده می‌شوند. این پکرها با بالشتک‌های اصطکاکی مجهز شده‌اند که اسپیل‌ها با چرخش ۹۰° در یک شکاف j آزاد و فعال می‌شوند. باز کردن آنها بسیار ساده است و معمولاً عکس روش جازدن آنها می‌باشد. پکرهای قابل بازیابی مکانیکی به نوبه خود دارای دو نوع کششی و فشاری می‌باشند (شکل۴۱).

شکل۴۰- پکرهای قابل بازیابی مکانیکی



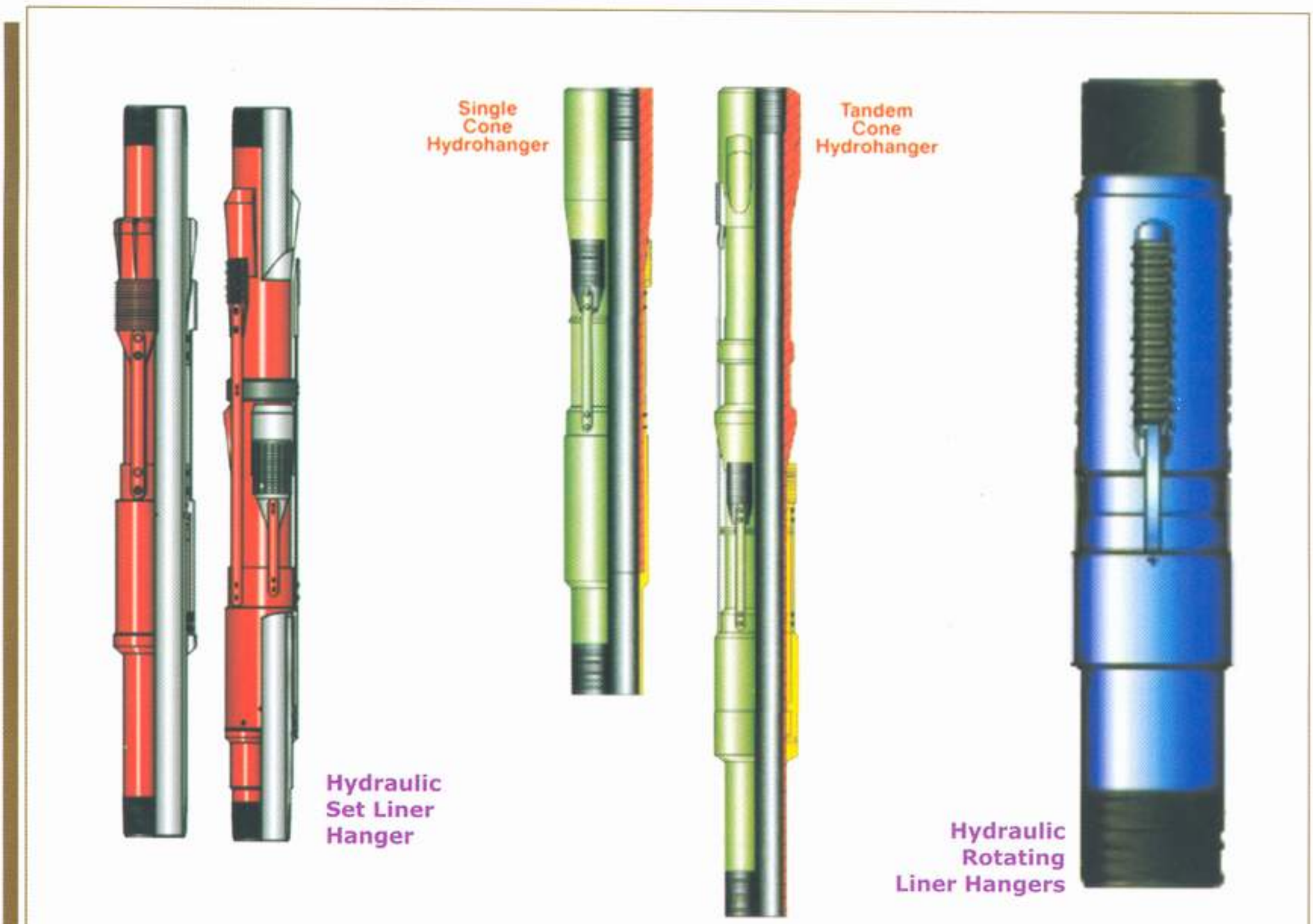
شکل۴۱- انواع پکر قابل بازیابی مکانیکی

۴-۲-آویزهای لوله آستری

بطور کلی آویز لوله آستری به وسیله‌ای گفته می‌شود که لوله آستری را به لوله جداری متصل می‌کند. آویزهای آستری این امکان را فراهم می‌کنندکه لوله جداری بدون امتداد استرینگ به سطح در درون چاه معلق نگه داشته شود. از لوله‌های آستری حفاری برای ایزوله کردن قسمت‌هایی از درون چاه در طول فرآیند حفاری استفاده می‌شود. از لوله آستری فرآوری به منظور ایجاد قسمت‌هایی از چاه برای ساپورت حفره چاه و ایزوله کردن قسمت‌های مختلف چاه استفاده می‌شود. آویزهای آستری به طور کلی دارای دو نوع هیدرولیکی و مکانیکی می‌باشند که هر کدام از این دو نوع دارای دو نوع تک مخروطی و چند مخروطی می‌باشد.

۴-۲-۱- آویزهای آستری هیدرولیکی

آویزهای آستری هیدرولیکی، لوله آستری را در لوله جداری با فشار هیدرولیکی استرینگ کاری به منظور محکم کردن لوله گیرها، نگه می‌دارند. این نوع آویزها در دو نوع تک مخروطی و چند مخروطی موجود می‌باشند. آویزهای تک مخروطی مناسب برای کاربردهای عمومی می‌باشند. در صورتیکه آویزهای نوع چند مخروطی ظرفیت آویزان کردن بیشتری را برای لوله‌های آستری طویل و سنگین فراهم می‌کنند. در هنگام سیمانکاری لوله آستری، انتقال سیمان می‌تواند با چرخش لوله آستری در طول سیمانکاری افزایش یابد. چرخش لوله آستری می‌تواند با استفاده از یک آویز هیدرولیکی چرخشی انجام شود. این آویزها دارای یاتاقان‌هایی می‌باشند که امکان چرخش لوله آستری را بعد از محکم شدن آن فراهم می‌کنند. نمایی از انواع هیدرولیکی این آویزها در شکل ۴۲ نشان داده شده است.



شکل ۴۲- انواع آویز آستری هیدرولیکی

۴-۲-۲- آویزهای لوله آستری مکانیکی

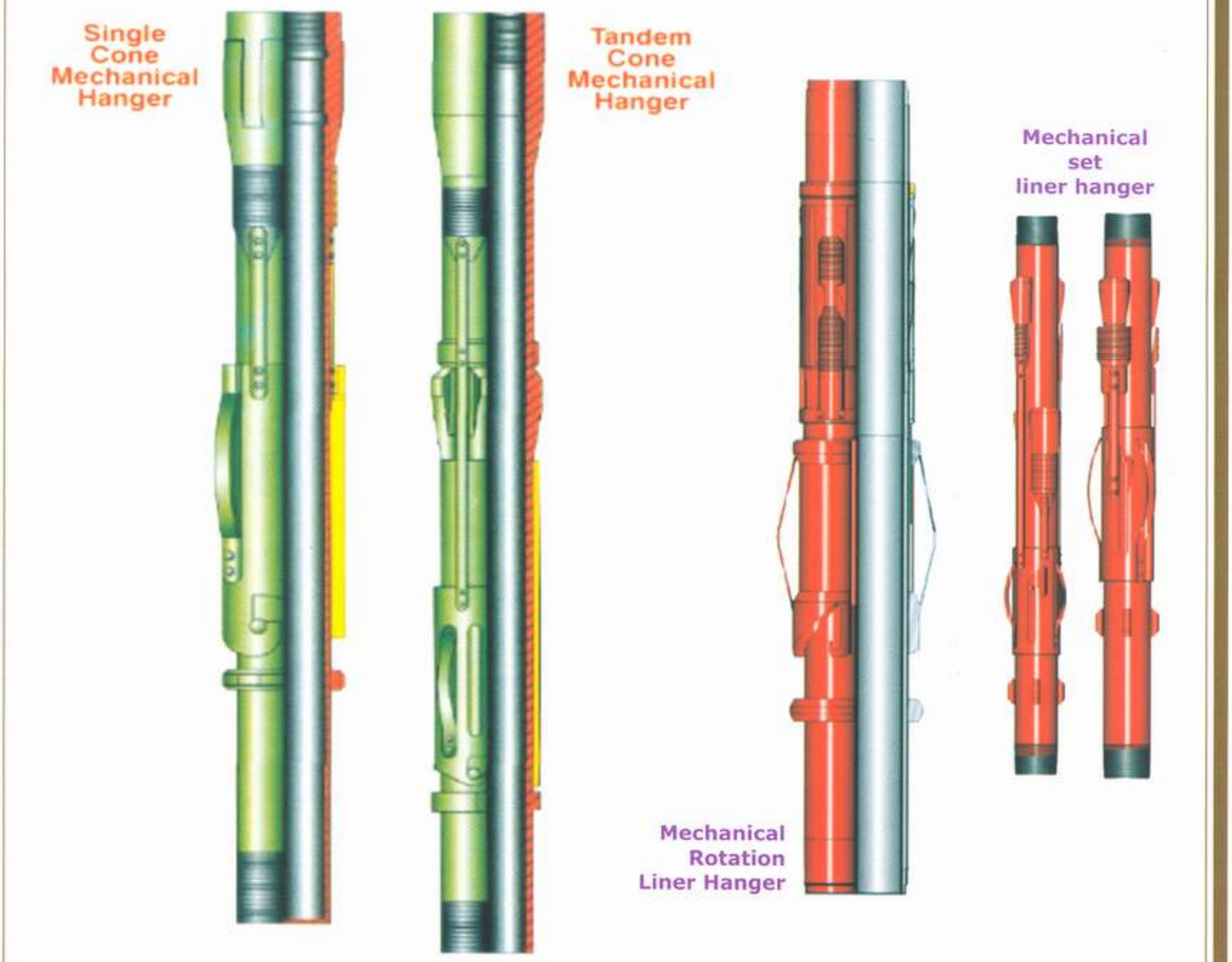
در آویزهای لوله آستری مکانیکی، لوله آستری بوسیله چرخش یا بالا و پایین بردن استرینگ کاری به منظور سفت کردن لوله گیرهای آویز، روی لوله جداری محکم می‌شود. این نوع آویزها نیز مانند نوع هیدرولیکی دارای انواع تک مخروطی و چند مخروطی می‌باشند. همچنین نوع چرخشی آویزهای آستری مکانیکی به منظور افزایش قدرت باند سیمان نیز موجود می‌باشد. نمایی از انواع مختلف آویزهای لوله آستری مکانیکی در شکل۴۳ نشان داده شده است.

۴-۲-۳- آویز لوله آستری به همراه پکر

نوع دیگری از آویزهای آستری می‌باشد که در جاهاییکه استفاده همزمان از آویز و پکر مطلوب است، از آن استفاده می‌شود (شکل۴۴).

۴ - ۳ - "Sliding sleeve"

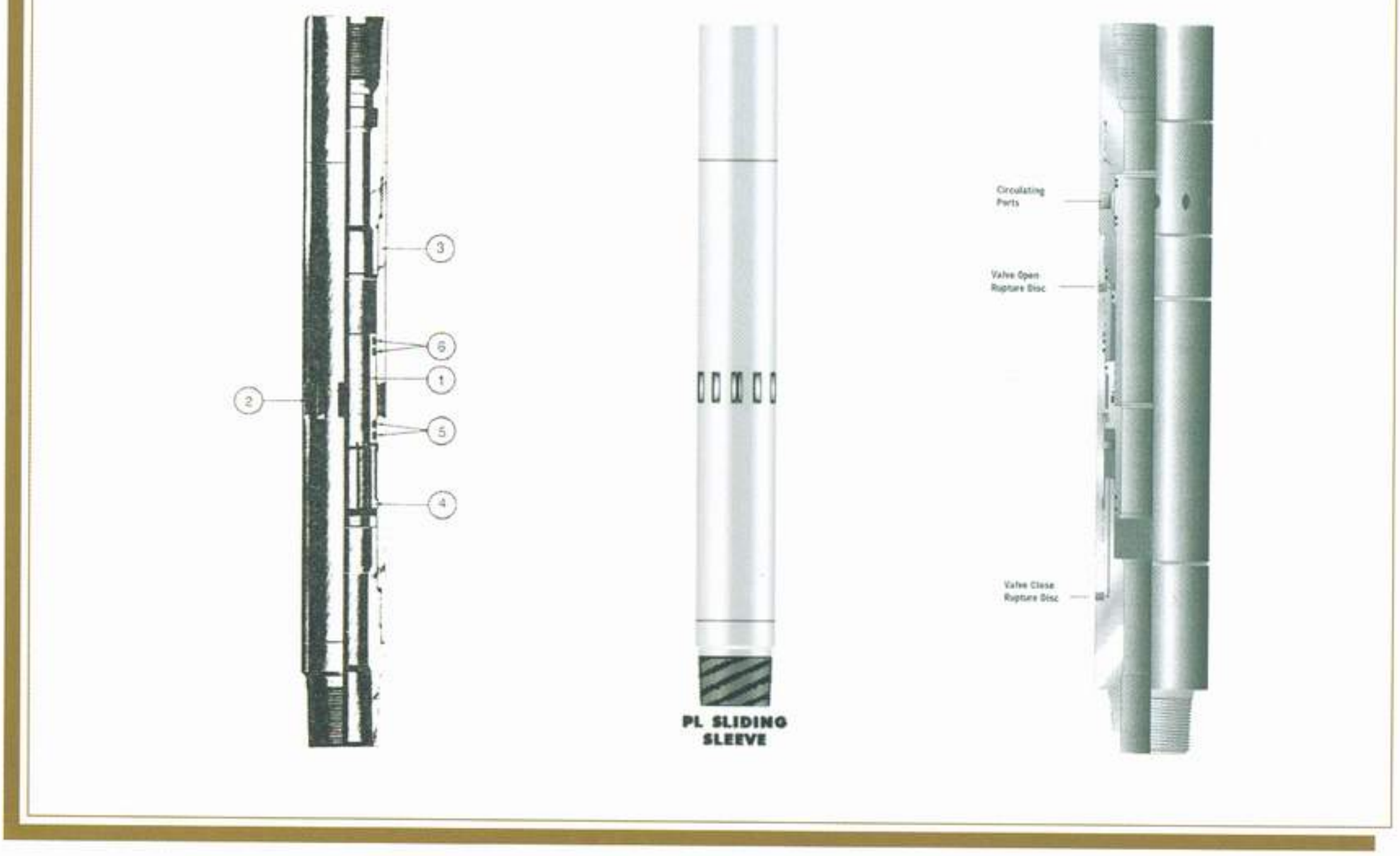
این وسیله‌ی ابزار سرکوله‌کردن می‌باشد و تحت نام‌های "Sliding sleeve " و "Sliding side door, SSD یا SS



شکل۴۳- انواع آویز لوله آستری مکانیکی

شناخته می‌شود (شکل۴۵). ارتباط بین لوله مغزی و فضای حلقوی چاه بوسیله ابزار یک "Sliding sleeve"(۱) بر قرار یا قطع می‌شود.
بوسیله یک ابزار بالابر که روی "Slick line" قرار می‌گیرد، "Sleeve"(۱) بالا برده می‌شود بطوریکه پورت‌های (۲) را که در بدنه شیر (۳) ماشینکاری شده است باز و بسته می‌کند.
ماشینکاری ویژه بدنه امکان می‌دهد که فنرهای انگشتی "Sleeve" را در موقعیت مورد نیاز قفل نمایند.
سطح مقطع پورت‌ها بزرگتر از سطح مقطع لوله مغزی می‌باشد و در نتیجه نرخ جریان سیال نسبتاً بالایی را می‌توان از آن بدون ریسک سایش شیر عبور داد بر عکس، انتظار می رود که آب بندهای (۵) و(۶) بعد از اینکه "Sliding sleeve" چندین بار بالا برده شد، خراب شود. این عمل باعث نشتی بویژه در حضور گازها یا رسوبات می شود. بر همین اساس، پیشنهاد می‌شود که از"Sliding sleeve" باستثنای مرحله تکمیل سازی اولیه یا هنگام تعمیر چاه استفاده نشود.

شکل۴۴- آویز لوله آستری به همراه پکر



شکل۴۵ – "Sliding sleeve"

۴ – ۴ – مغزی نشاننده

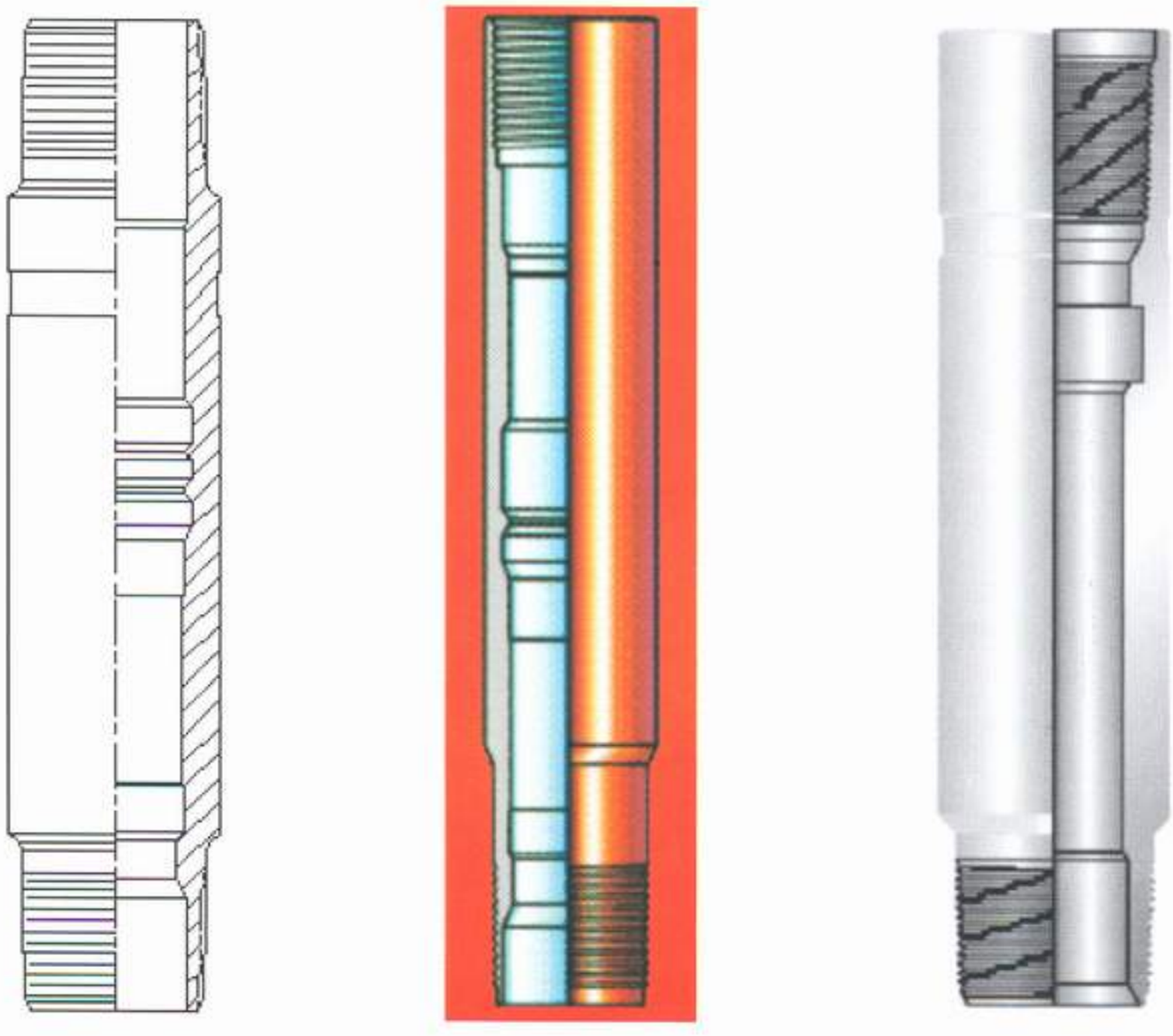
به منظور بر آوردن نیازمندی های اندازه گیری ، تسهیل در نصب تجهیزات یا انجام دیگر فعالیت‌های ایمنی، لوله مغزی با قطعات ویژه‌ای مجهز می‌شود که به آنها مغزی نشاننده می‌گویند بطوریکه ابزار مکانیکی می‌توانند معمولاً بوسیله کابل در آن بنشینند (شکل۴۶).
وظایف اصلی مغزی نشاننده عبارتند از:

- تست فشار تمام یا بخشی از لوله مغزی
- تست کیپ بودن ادوات سرکولاسیون
- اعمال فشار به لوله مغزی برای جازدن پکر هیدرولیکی
- ایزوله کردن لوله مغزی از فشار سازند
- ترک نمودن ابزار اندازه‌گیری فشار و یا درجه حرارت در چاه

بطور موقت، اگر ممکن باشد، بطوریکه تداخل زیادی با شرایط تولید چاه نداشته باشد.
یک تعداد زیادی ابزار برای برآورده ساختن هر کدام از این فعالیت‌ها موجود می‌باشد. آنها معمولاً به روی زیر یک ماندرل (یا یک "Lock mandrel") که آنها را در جای خود در مغزی نشاننده حفظ می‌کند، پیچ می‌شوند.
در طول تکمیل چاه، موقعیت، تعداد و انواع مغزی نشاننده در چاه باید بدقت مشخص شود و بر طبق موارد ذیل انتخاب می‌شود:

- هر فرآیندی که ممکن است در زمان‌های آینده در چاه انجام شود
- کاهش قطر درونی مغزی نشاننده، بویژه برای ابزاری که باید عمیق‌تر به داخل چاه رانده شوند.

بطور عمومی، معقول است که تعداد مغزی نشاننده به یک مقدار حداقل محدود شود، بطوریکه در بیشتر موارد ۲ یا ۳ تا از آنها کافی می‌باشد.
انواع مختلفی از مغزی نشاننده برای فروش وجود دارد، اما همه



شکل۴۶- مغزی نشاننده

آنها حداقل دو نقطه را در نظر می‌گیرند:

- یک شیار قفل کننده که امان می‌دهد به ابزار که بطور مکانیکی به مغزی نشاننده قفل شوند که اگر لازم باشد، مندرل با یک قفل مجهز می‌شود.
- یک حفره آب‌بند که در آن آب‌بندی بین مغزی نشاننده و ابزار ایجاد می‌شود که اگر لازم باشد از آب بندهای نوع V شکل که روی مندرل سوار می شوند، استفاده می‌گردد. باید خاطر نشان کرد که قطر این حفره آب بند به عنوان قطر مرجع برای مغزی نشاننده تحت اصطلاح قطر اسمی عمل می‌کند که به صورت اعشاری بیان شده و به صدم اینچ محدود می‌شود (برای مثال "۲/۸۱ برای مقدار واقعی "۲/۸۲۱). به منظور قرار دادن ابزار در مغزی نشاننده بدون اینکه این ابزار در حالیکه به داخل رانده می‌شوند در لوله مغزی گیر کنند و بدون اینکه آب بندها آسیب ببینند، قطر اسمی مغزی باید حداقل کوچکتر از گذرگاه لوله مغزی باشد.

دو گروه اصل مغزی نشاننده که حفره کامل و نرونده از پایین نامیده می‌شوند وجود دارند:

- مغزی نشاننده نوع حفره کامل بوسیله یک قطر عبوری که مساوی با قطر اسمی مغزی نشاننده یعنی حفره آب بند آن می‌باشد، شناخته می‌شود. اگر چه باید خاطر نشان کرد که این نوع مغزی نشاننده یک محدودیتی را با در نظر گرفتن قطر درونی لوله مغزی ایجاد می‌کند. (بخاطر آورده شود که قطر اسمی مغزی نشاننده باید حداقل کوچکتر از گذرگاه لوله مغزی باشد)

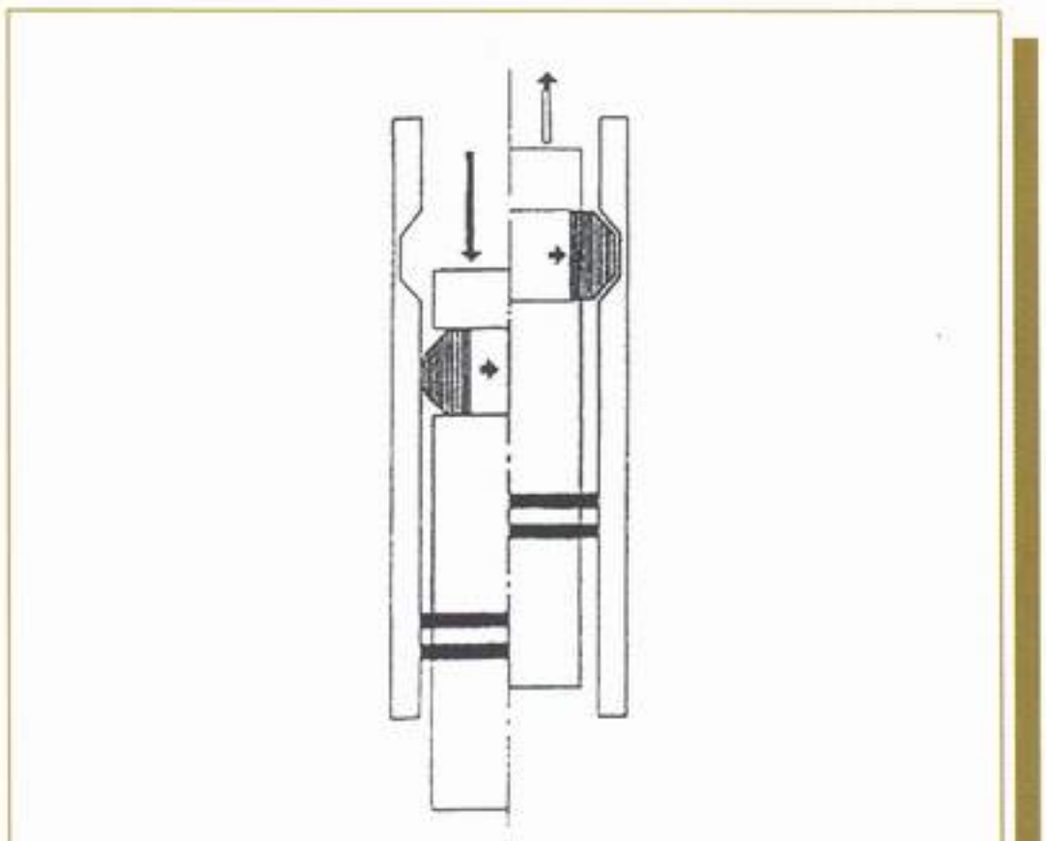
این گروه مغزی نشاننده از انواع زیر تشکیل شده‌اند:

- حفره کامل ساده که اغلب حفره کامل نامیده می‌شود.
- حفره کامل انتخابی که انتخابی نامیده می‌شود.
- حفره کامل نرونده از بالا که اغلب نرونده از بالا نامیده می‌شود.
- مغزی نشاننده نوع نرونده از پایین که اغلب نرونده نامیده می‌شود و با یک قطر عبوری شناخته می‌شود که کوچکتر از قطر اسمی حفره آب بند می‌باشد. یک برآمدگی باعث ایجاد محدودیت در انتها می‌شود.

۴-۴-۱- مغزی نشاننده نوع حفره کامل

۴-۴-۱-۱- مغزی نشاننده نوع حفره کامل ساده

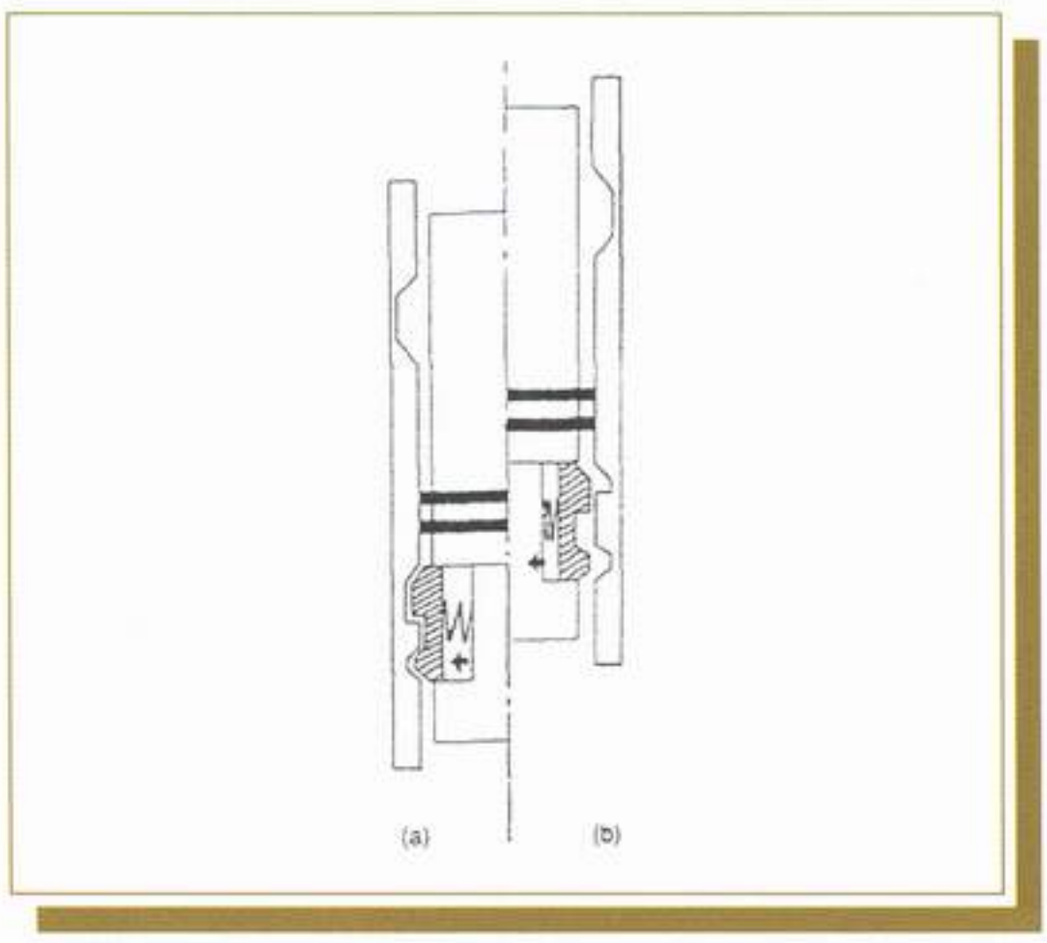
این نوع مغزی نشاننده تنها دارای یک شیار قفل کننده و یک حفره آب بند می‌باشد که آنها جریان سیال را محدود نمی‌کنند (شکل۴۷). در نتیجه در صورت نیاز تعداد زیادی از آنها با قطر اسمی مشابه می‌توانند بطور تئوری در یک چاه قرار داده شوند. در عمل، این تعداد به ۴ عدد مغزی نشاننده با قطر اسمی مشابه محدود می‌شود.



شکل۴۷- مغزی نشاننده نوع حفره کامل ساده

۴-۴-۱-۲- مغزی نشاننده نوع حفره کامل انتخابی

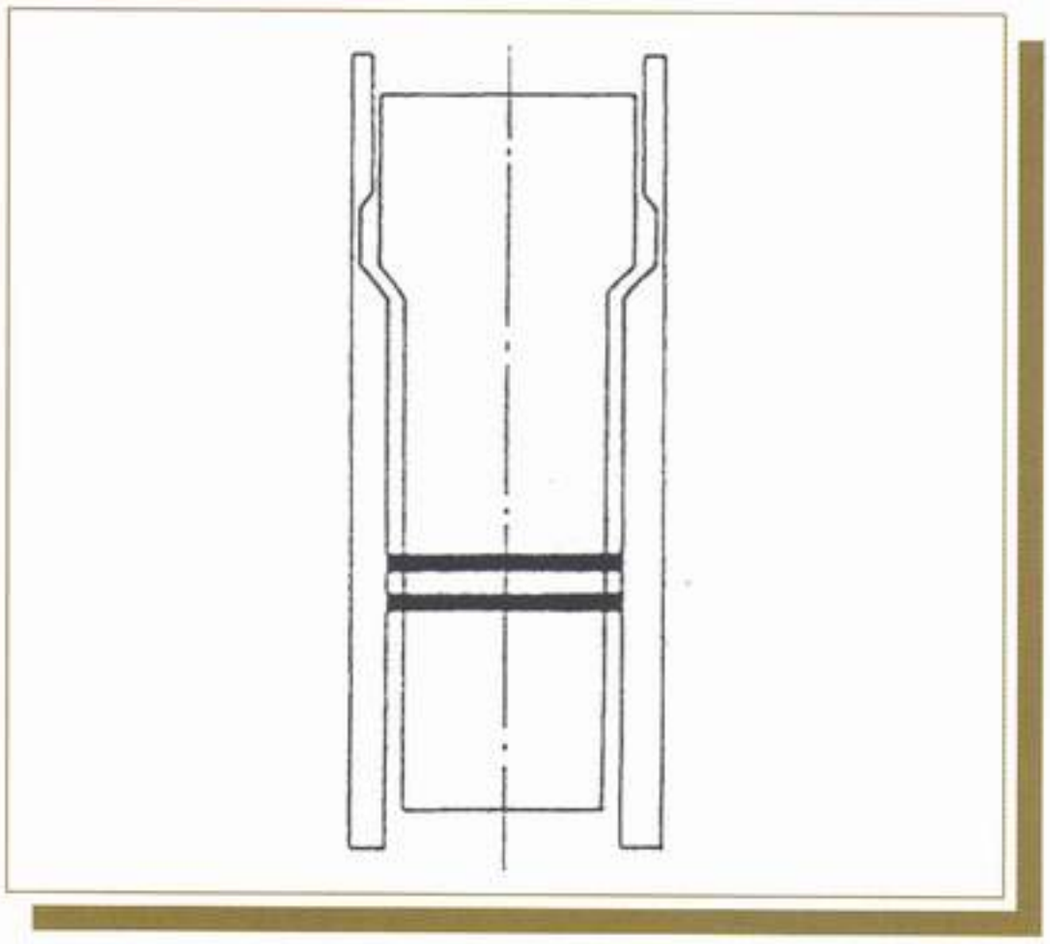
این نوع مغزی نشاننده دارای یک پروفیل انتخابی می باشد(شکل ۴۸). حالت انتخابی آن با انتخاب یک پروفیل قفل کننده روی ماندرل مطابق با پروفیل درونی مغزی نشاننده که ابزار به آن فیت می‌شود، بدست می‌آید.



شکل۴۸- مغزی نشاننده نوع حفره کامل انتخابی

۴-۴-۱-۳- مغزی نشاننده حفره کامل نرونده از بالا

بخش بالایی این نوع مغزی نشاننده در مقایسه به حفره آب بند بزرگتر می‌باشد (شکل ۴۹). این هندسه امکان می‌دهد که ماندرل با یک رینگ نرونده از بالا با قطر بزرگتر از حفره آب بند مغزی نشاننده در مغزی نشاننده متوقف شود. به این ماندرل اصطلاحاً نرونده از بالا می گویند و ضمیمه مغزی نشاننده نیز اغلب نرونده از بالا نامیده می‌شود.



شکل ۴۹ـ مغزی نشاننده حفره کامل نرونده از بالا

۴-۴-۲- مغزی نشاننده نوع نرونده از پایین

این نوع مغزی نشاننده یک شکل ماشینکاری شده در پایین آب بند دارد (شکل ۵۰). این شکل ویژه نرونده از پایین نامیده می‌شود و ماندرل منطبق بوسیله آن متوقف می‌شود. قطر ماندرل کوچکتر از قطر حفره آب بند بوده ولی بسیار نزدیک به آن می‌باشد جدول۵ به طور خلاصه انواع اصلی مغزی نشاننده فراهم شده بوسیله سازنده‌ها و مدل‌های معادل آنها را برای هر دو دسته اصلی حفره‌کامل و نرونده از پایین نشان می‌دهد.

۴-۵- شیر اطمینان زیرسطحی

بسته به محیط و نوع و فشار سیال تولیدی، لازم است که یک شیر اطمینان زیر سطحی,SSSV, درداخل چاه قرار داده شود. این شیر به عنوان شیر مکمل سرچاهی در صورتیکه شیر سرچاهی به علت‌های مختلف از جمله شکست شیر یا خراب شدن سرچاهی از کار افتاده باشد، عمل می کند (شکل۵۱).

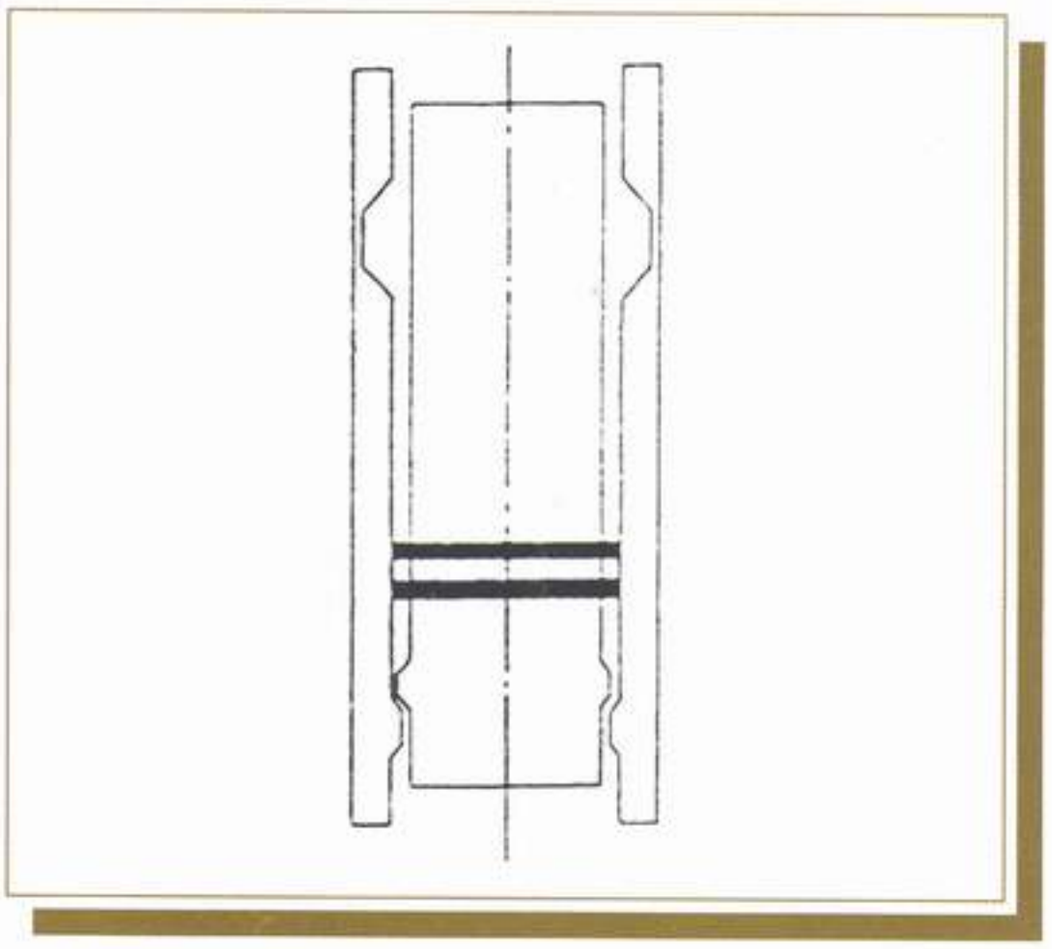
۴-۵-۱- شیر اطمینان زیر سطحی کنترل شونده از زیر سطح (SSCSV)

این نوع شیر آلات اغلب "Strom Choke" نامیده می‌شوند. آنها بوسیله کابل فولادی جازده می‌شوند. آنها چاه را بعد از انجام یک اصلاح در شرایط سیلان در جاییکه قرار داده شده اند می بندند:

- وقتیکه نرخ سیلان اولیه افزایش پیدا می کند.
- وقتیکه یک افت فشار در مقابل شیر وجود دارد.

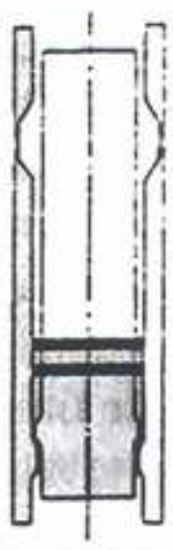
۴-۵-۱-۱- شیر های اطمینان اختلاف فشاری

این شیرها به عنوان شیرهای اختلاف فشاری یا شیرهای اطمینان سرعتی شناخته می‌شوند و بطور طبیعی باز می‌باشند (شکل۵۲). یک چوک که در شیر قرار داده می‌شود باعث افت‌فشاردر هنگام جریان می‌شود و این عمل کمک می کند که شیر بسته شود. یک فنر برگشت دهنده باعث می‌شود که شیر در شرایط باز نگه داشته شود. اگر نرخ سیلان بطور پشت سر هم افزایش یابد، افت فشار ایجاد شده یک نیرویی برای بسته شدن اعمال می کند که بالاتر از نیروی برگشت فنر بوده و شیر بسته می‌شود.



شکل ۵۰ ـ مغزی نشاننده حفره کامل نرونده از پائین

جدول۵- خلاصه انواع اصلی مغزی نشاننده

CATEGORY		TYPE	MEANS OF SELECTION
FULL BORE	SIMPLE	**Full bore simple** Otis type X, R* Camco type W *also on Otis SSD type XO, XA, RO, RA	Running tool actuates locking dogs when **pulling upward** on mandrel Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter
	SELECTIVE	**Full bore selective** Otis type S, T BE CAREFUL to install them in the right order: 7 ↑ 1	**Selection key** on the **mandrel** fits into the **selection** profile of the **landing nipple** Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter
	TOP NO-GO	**Full bore top no-go** Baker type F** Camco type D, DB AVA type SEL ** also on Baker SS type L	a) **Top no-go ring** on **mandrel** is over-size compared to the landing nipple's nominal diameter Maximum mandrel diameter: > landing nipple nominal diameter *Be careful that:* *top no-go mandrel diameter:* *< tubing drift diameter* b) Or same as for full bore simple
BOTTOM NO-GO		 **Bottom no-go** Baker type R Otis type N, XN Camco type DN AVA type BNG **Landing nipple bottom no-go diameter:** **< landing nipple nominal diameter**	**Landing nipple (and Mandrel)** with a **bottom no-go ring** Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter > landing nipple bottom no-go diameter

۴-۵-۱-۲-شیرهای اطمینان عمل کننده با فشار

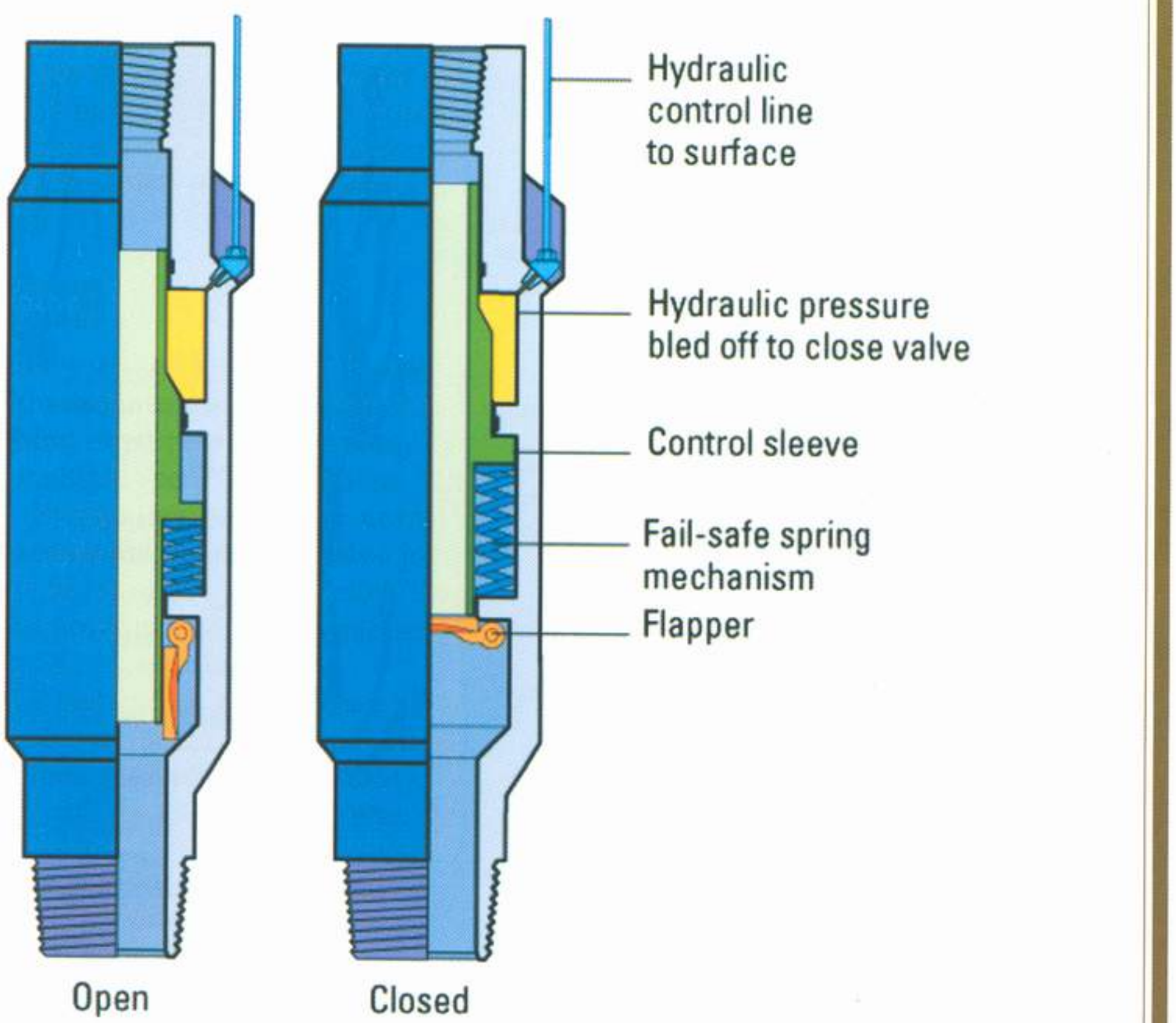
این شیرها همچنین تحت اصطلاح "Ambient safety valves" نیز شناخته می‌شوند (شکل۵۳). مکانیزم بسته شدن بوسیله یک فنر برگشتی و یک محفظه گازکنترل می‌شود و فشار چاه باعث می‌شود که چاه باز نگه داشته شود.

۴-۵-۲- شیرهای اطمینان زیرسطحی کنترل شونده از سطح (SCSSV)

این نوع شیرها از سطح بوسیله فشار هیدرولیکی کنترل می‌شوند. فشار کنترلی روی یک جک عمل می‌کند که "Sleeve" را به عقب زده و در نتیجه شیر باز می‌شود. در همان زمان این عمل یک فنر برگشتی قوی را فشرده می‌کند. تا زمانیکه فشار کنترلی در روی شیر نگه داشته شود، شیر باز باقی می‌ماند. هر چند که، وقتی این فشار از یک حد آستانه معین کمتر می‌شود شیر تحت اثر فنر برگشتی می‌تواند بسته شود.

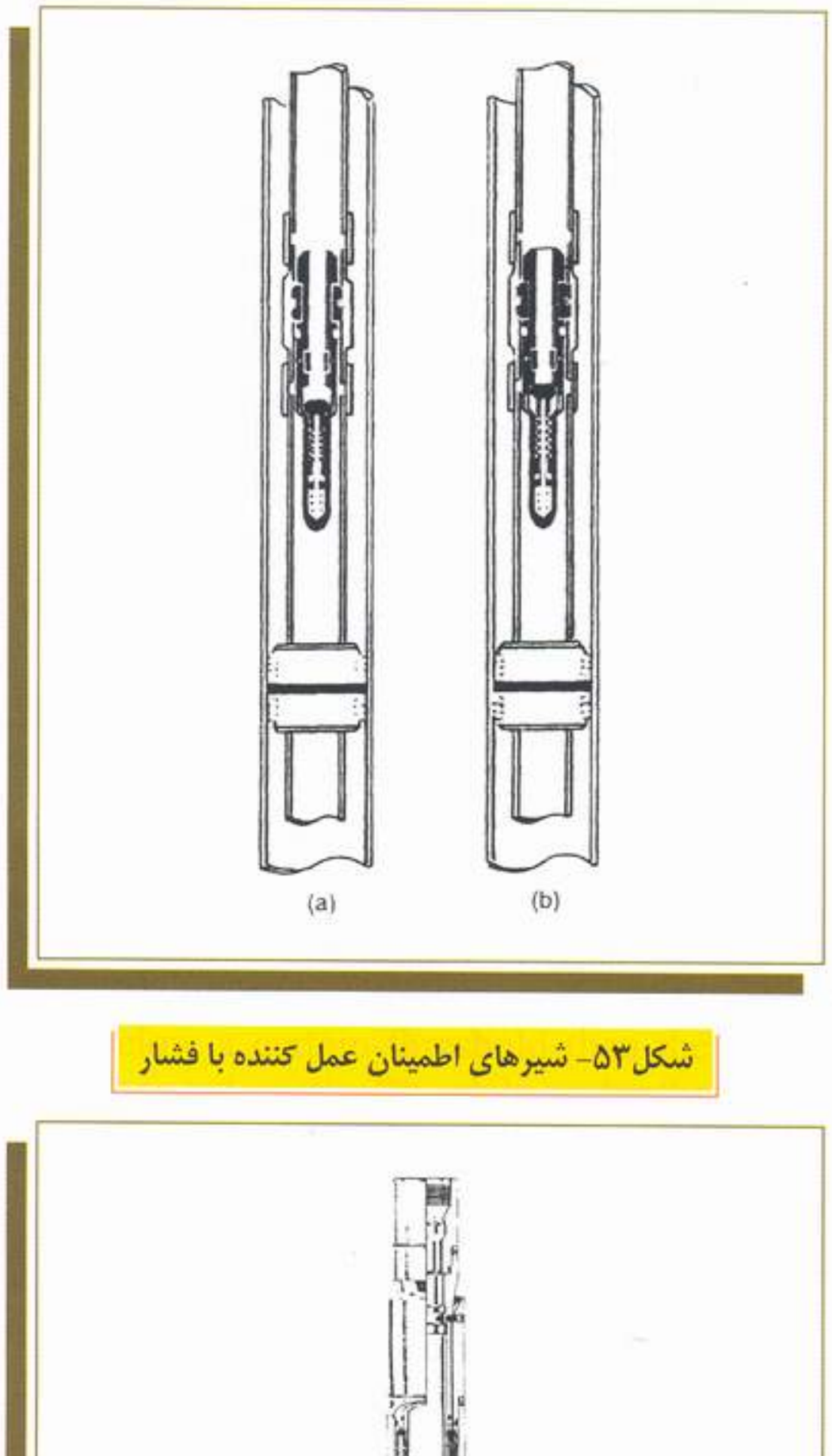
۴-۵-۲-۱- شیرهای اطمینان قابل بازیابی کابل فولادی (WLR)

شیر به یک ماندرل وصل می‌شود که طوری اصلاح شده که فشار سیال کنترلی را به جک شیر منتقل کند (شکل۵۴). قرار دادن شیر و ماندرل آن در "مغزی نشاننده" مستلزم دقت بالا می‌باشد و جازدن و قفل کردن آن در "مغزی نشاننده" بسیار بحرانی است.

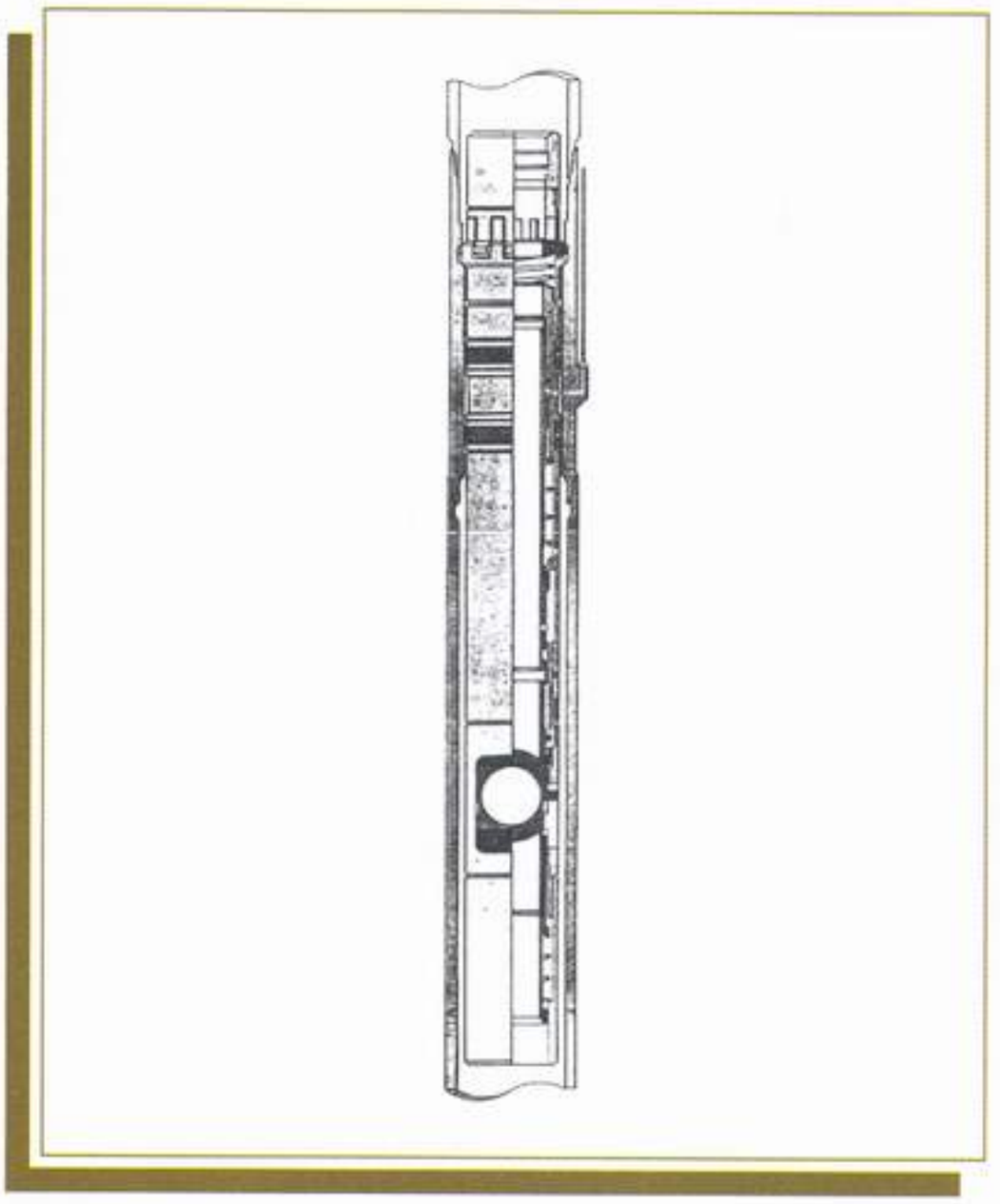


شکل۵۱- شیر اطمینان زیرسطحی

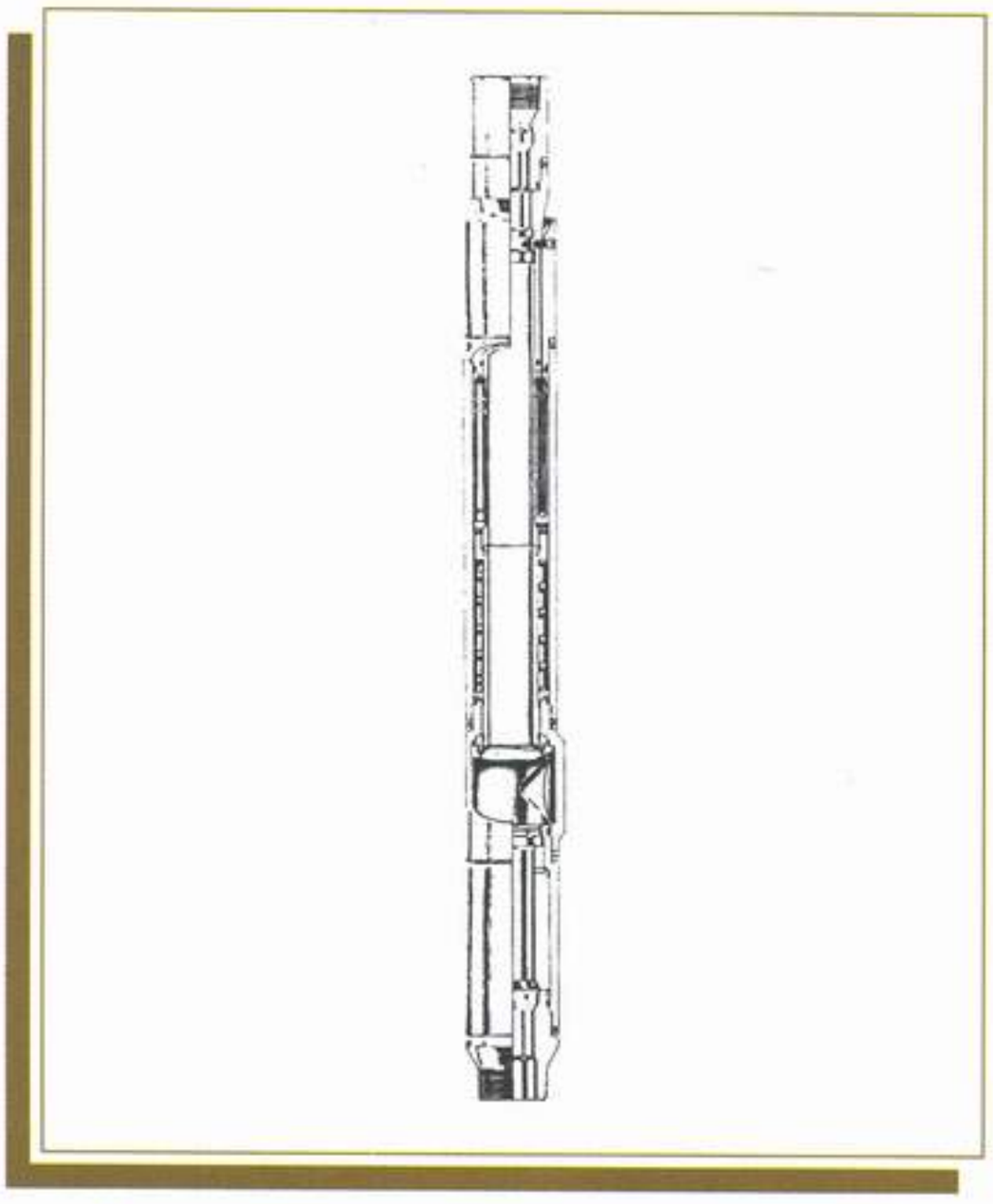
شکل۵۲- شیرهای اطمینان اختلاف فشاری



شکل۵۳- شیرهای اطمینان عمل کننده با فشار



شکل۵۴- شیرهای اطمینان قابل بازیابی کابل فولادی



شکل۵۵ - شیرهای اطمینان قابل بازیابی لوله مغزی

۴-۵-۲-۲- شیرهای اطمینان قابل بازیابی لوله مغزی (TR)

توصیه می‌شود که از محدود کردن قطر عبوری در چاه‌های با نرخ تولید زیاد جلوگیری شود. بعلاوه، بویژه برای چاه‌های گاز، این محدودیت نزدیک سطح، مطابق با یک منطقه‌ای است که شرایط فشار و دما ممکن ا ست برای تشکیل هیدرات مناسب باشد.

بنابراین این نوع چاه ترجیحاً با شیرهای قابل بازیابی لوله مغزی که دارای قطر درونی مشابه با لوله مغزی هستند مجهز می‌شود (شکل۵۵). به منظور تغییر شیر، استرینگ تولیدی باید بیرون کشیده شود.

۴-۵-۲-۳- شیرهای اطمینان ترکیبی

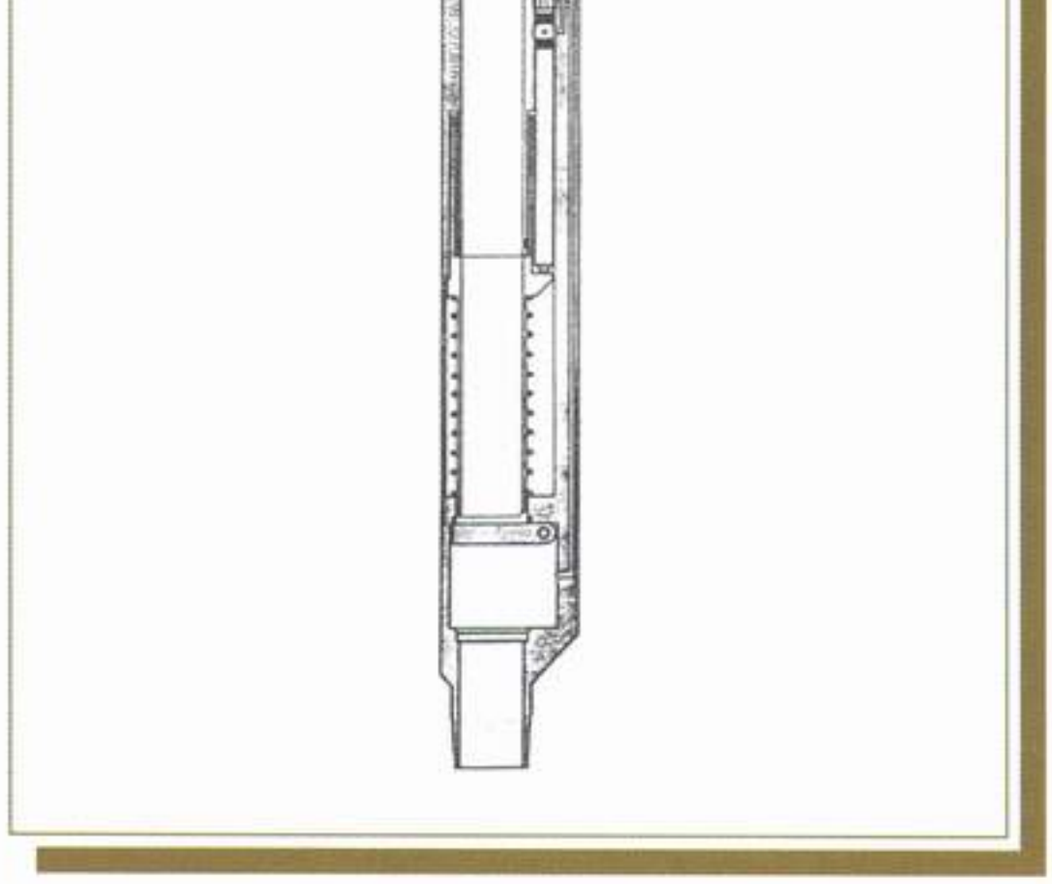
شیرهایی که روی لوله مغزی پیچ می‌شوند دارای یک سطح مقطع درونی می‌باشند که مطابق با لوله مغزی می‌باشد. اما زمانیکه لازم‌است عوض شوند نیازمند یک کار تعمیراتی می‌باشند.

شیرهای قابل بازیابی کابل فولادی به آسانی به بیرون کشیده می‌شوند، اما یک کاهش را در قطر درونی عبوری ایجاد می‌کنند. به همین دلیل نوعی شیر اطمینان زیر سطح کنترل شونده از سطح تولید شده است که دارای هر دو مزیت شیر لوله مغزی و شیر قابل بازیابی کابل فولادی باشد (شکل۵۶).

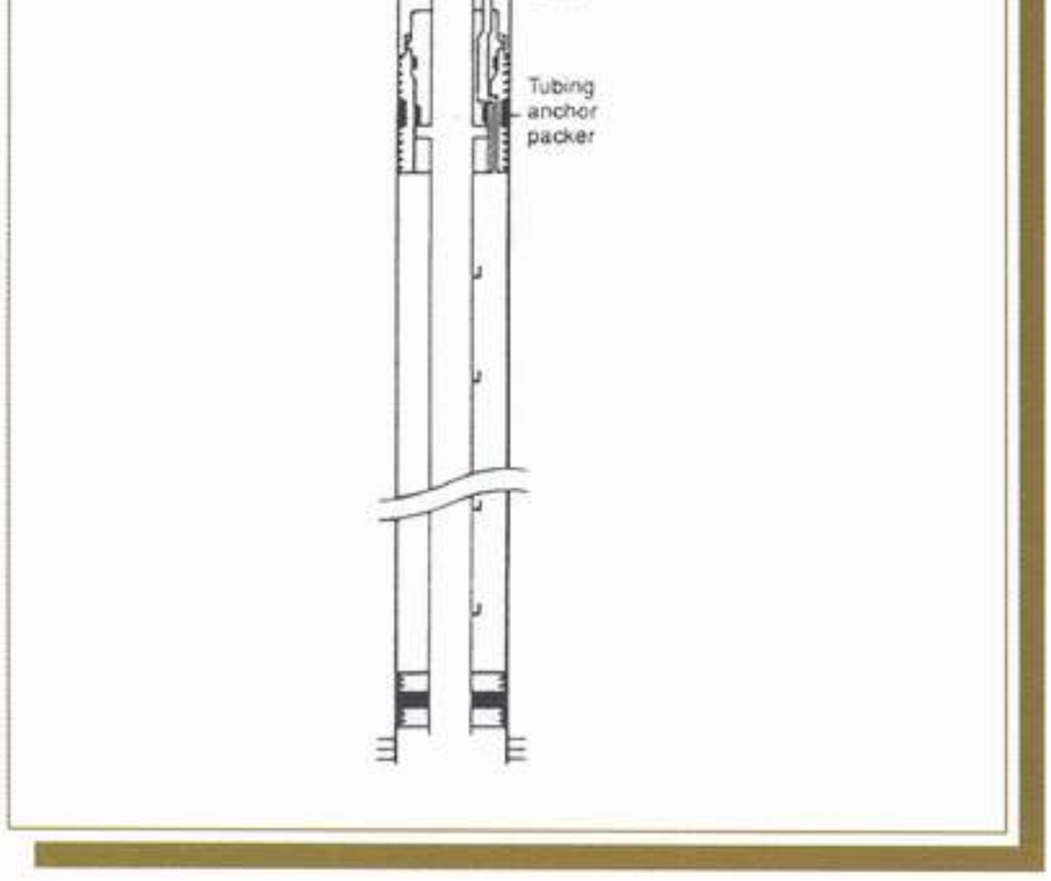
۴-۵-۲-۴- شیرهای اطمینان فضای حلقوی- لوله مغزی زیرسطحی

این نوع شیرها در چاه‌های تولیدی گازران که اساساً دریایی می‌باشند. مورد استفاده قرار می‌گیرند و از دو شیر تشکیل شده‌اند، یکی برای لوله مغزی و دیگری برای فضای حلقوی.

هر دو لوله مغزی و فضای حلقوی می‌توانند باز و بسته شوند. این امر مستلزم قرار دادن یک پکر ثانویه در قسمت بالایی چاه در عمق مشابه با شیر اطمینان می‌باشد (شکل۵۷).



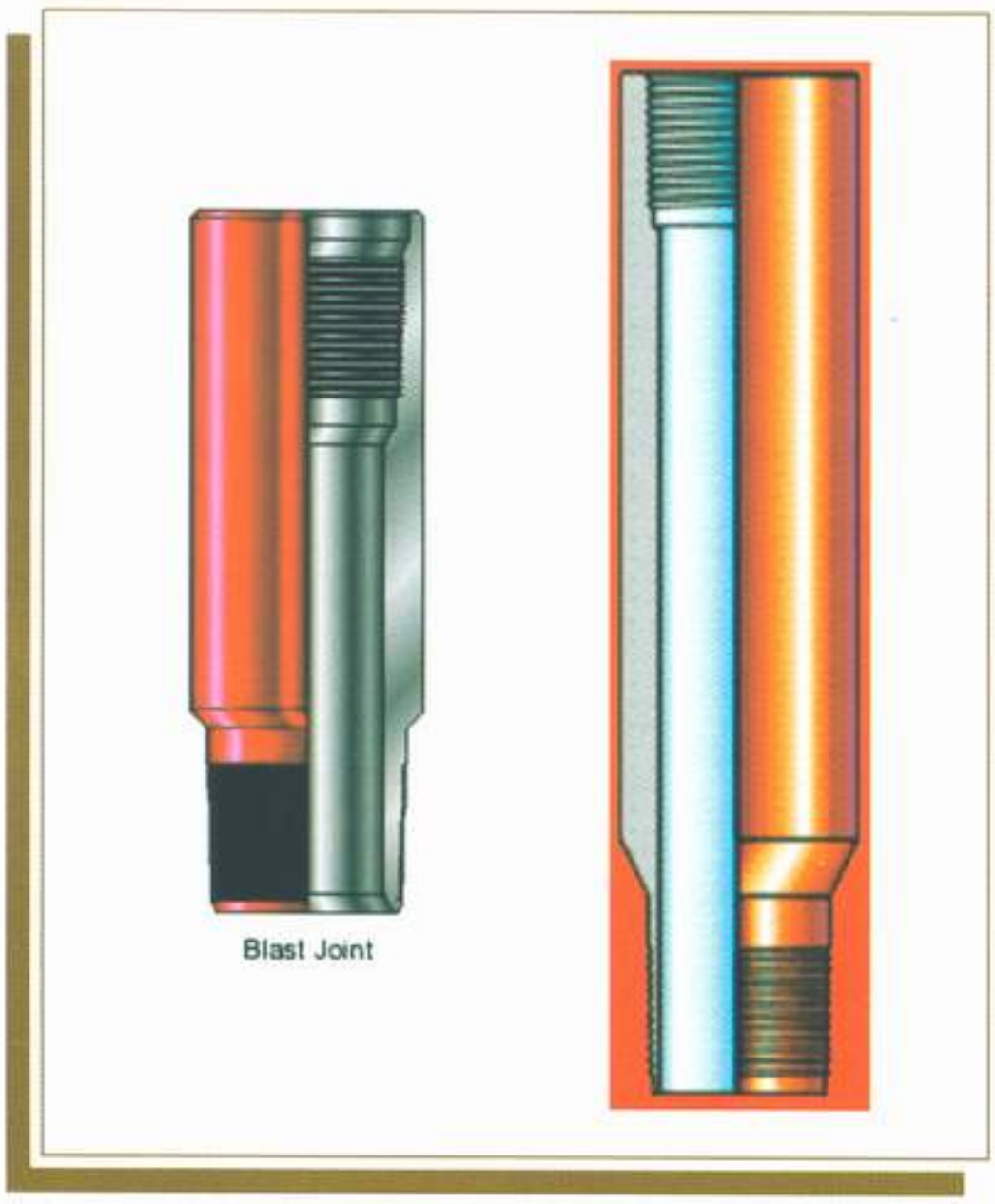
شکل۵۶- شیر اطمینان ترکیبی



شکل۵۷- شیر اطمینان فضای حلقوی- لوله مغزی زیر سطحی

۴ – ۶ – "Blast joint"

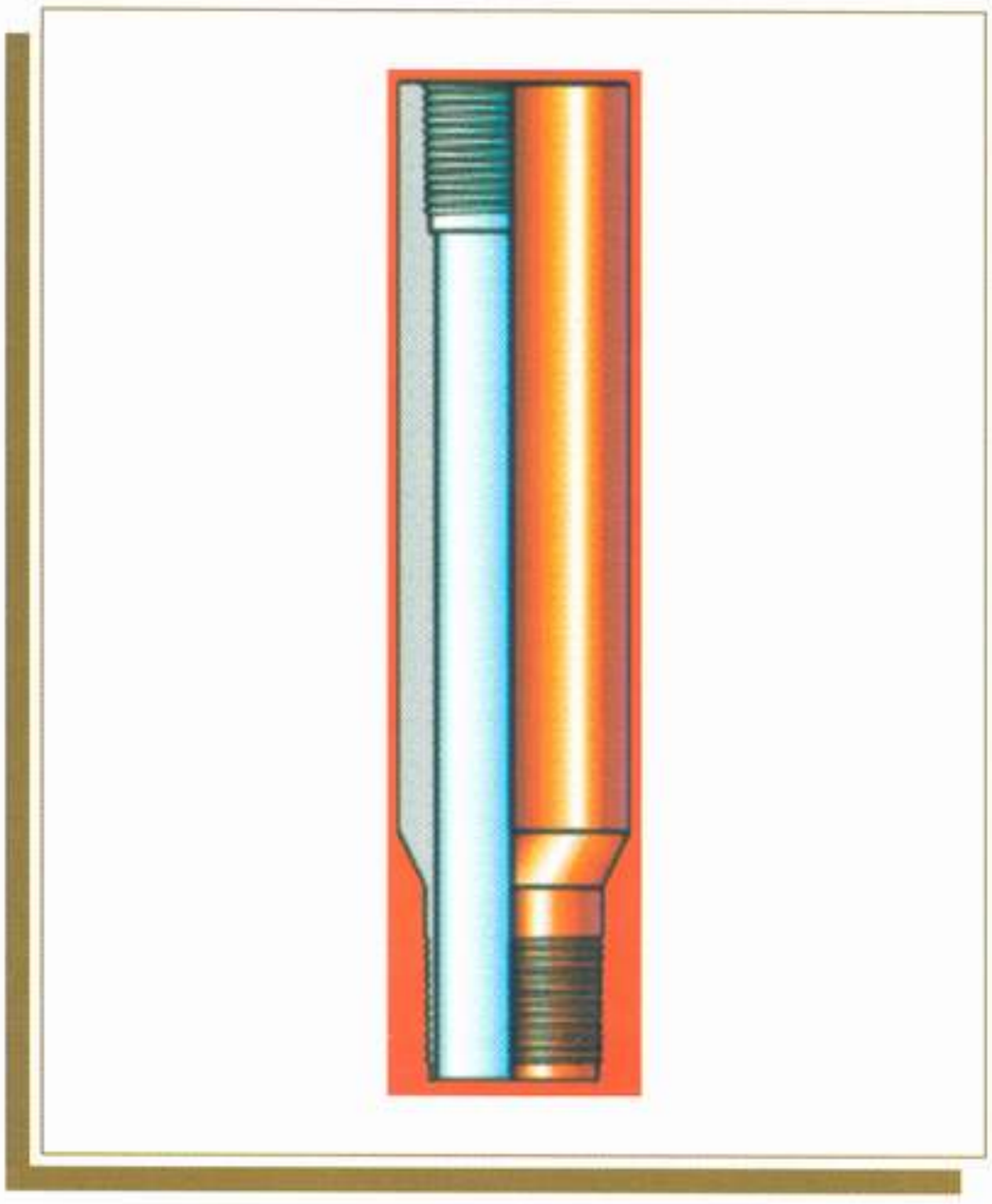
این وسیله مقطعی از یک لوله با ضخامت زیاد می‌باشد که در عرض فواصل صفحات مشبک قرار داده شده و لوله انتقال فرآورده از آن عبور می‌کند. از این وسیله در تکمیل سازی‌های چند منطقه‌ای استفاده می‌شود. علاوه بر ضخیم بودن دیواره لوله، دیواره این اتصال اغلب رزوه‌کاری می‌شود تا در مقابل عمل فوران کردن فرآورده در قسمت‌های نزدیک مشبک‌ها مقاومت کند.
از این وسیله در استرینگ لوله جداری در چاه‌های جریانی برای حفاظت از آن در مقابل سایش ناشی از جریان نفت یا گاز، استفاده می‌شود. نمایی از یک نوع از این وسیله در شکل۵۸ نشان داده شده است.
"Blast joint"از لوله‌های فولادی با بالاترین گرید ساخته می شود، سپس مورد عملیات آزادسازی تنش قرارگرفته و تا سختی 30-36RC برای رسیدن به بالاترین استحکام و دوام سختکاری می شود. برای شرایط سرویس H_2S سختی ماکزیمم 20RC نیز موجود می باشد.



شکل۵۸ - "Blast joint"

۴ – ۷ – "Flow Coupling"

یک قطعه لوله‌ای شکل کوتاه با ضخامت دیواره زیاد است که در مناطقی که تلاطم سیال پیش‌بینی می‌شود، نصب می‌شود.
ضخامت دیواره اضافی از شکست زود هنگام آن به علت سایش ناشی از تلاطم در مناطقی که جریان متلاطم وجود دارد، جلوگیری می‌کند. "Flow Coupling" معمولاً در بالا و پایین اجزاء تکمیل کننده چاه که ممکن است بر جریان تأثیر بگذارند مثل مغزی نشاننده و قبل و پس از تغییر قطر در استرینگ لوله جداری نصب می‌شوند. نمایی از آن در شکل ۵۹ نشان داده شده است.
این قطعه از فولادهای آلیاژی مختلف بسته به نوع و شرایط کاری ساخته می‌شود. به عنوان مثال "Flow Coupling" ساخت شرکت"Weatherford" از مواد زیر ساخته می شوند:



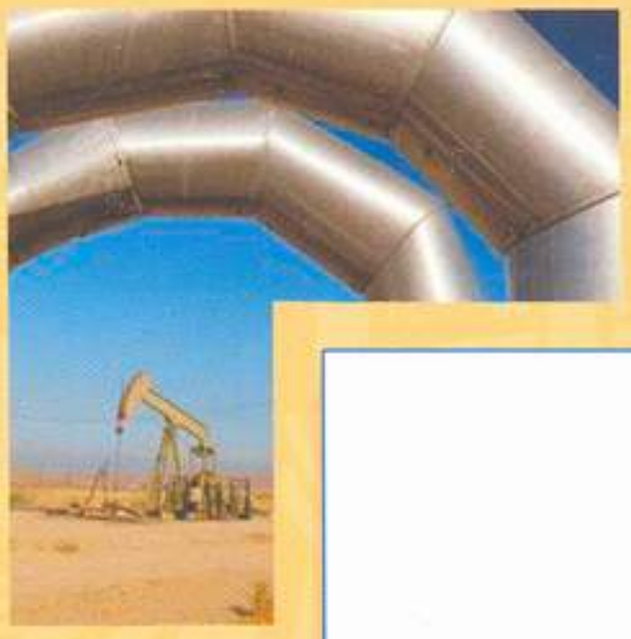
شکل۵۹ - "Flow Coupling"

مدل	جنس
B1 819-20	فولاد ۴۱۴۰ عملیات حرارتی شده تا RC ۳۶-۳۰
B1 819-25	فولاد ۴۱۴۰ عملیات حرارتی شده تا RC ۲۲-۱۸
B1 819-26	فولاد 9Cr1MO عملیات حرارتی شده تا RC ۲۲-۱۸

نام	محصولات	آدرس
Variperm Canada limited	Sand control products service tool, liner hanger, Packer, Fishing equipment	**Calgary, Alberta, Canada** Tel:(403) 250- sand (7263) Fax:(403) 250-9695 **Email:** billcummings @ variperm. Com **Website:** www.variperm.com
Wenzel Downhole Tools	Drilling Tools: Bits, Hole opener, Crossover sub, Hydraulic and Mechanical jar	**Texas, U.S.A** Tel:(936) 441-1480 Fax:(936) 756-5335 **Website:** www. Downhole.com
E.D oil tools	Liner hanger, Anchor seal. Landing Nipple, Packer	**Vechta/ Germany** Tel:+49 (0)4441/7935+7943 Fax:+49 (0)4441/7937 **Website:** www.ed-oiltools.de **Email:** info@ed-oiltools.de
D & L oil tools	Downhole equipment, Packer oil field tools, completion equipment, tubing anchors, Liner hanger	**S.49th W.Ave Tulsa, ok** Tel:(800) 441-3504 (800) 587-3504 Fax:(918) 582-5192 **Website:** http:// dlmfg.com **Email:** Sales @ dlmfg.com
Flowlink Engineering	Tubular accessories, PUP joints, flow coupling, Blast crossover subs	**TUAS Avenue 4 , Singapore**
Cavo	Drilling motors	**Houston, Texas U.S.A** Tel: 281- 445-1188 Fax: 281- 448-7309 **Website:** www. Cavodm. Com
Parveen	Fishing & Down hole Tools: Junk mill, Basket sub, Tape Tap, Wash over assembly, Drilling Tools, Drill Collar, Stabilizers	**INDIA** Tel:27 855468 Fax:91-11-27857612 **Website:** www. Parveenoilfield. Com
Slimdril international	Downhole motors	**Houston, Texas, U.S.A.** Tel:(281) 391-5800 Fax:(281) 391-7595
Gotco	Milling and washover Equipments; Pilot Mill, Taper Mill, basket Mill...	**U.S.A** Tel:(281) 376-3784 Fax:(281) 376-1614 **Website:** www.Gotco-usa.com **Email:** tvime @ emirates. Net.ac
INROCK	Reamers & Hole Opener Crossover sub, swivel...	**U.S.A** Tel:(713)690.5600 **Website:** www.Inrock.com **Email:**jmiller @ inrock. Com

anufacturing Support & Procurement (MSP) Kala Naft Co. Tehran

N.I.O.C



An Introduction to Downhole Equipments

Directorate of Manufacturing Support for Mechanical, Electrical & Instrumentation

IN THE NAME OF GOD

N.I.O.C

Manufacturing Support &
Procurement (MSP)
Tehran KALA NAFT Company

An Introduction to Downhole Equipments

1. DRILL STRING | 3
2. FISHING JOBS | 14
3. DOWNHOLE MOTOR | 26
4. DOWNHOLE COMPLETION TOOLS | 27
5. MANUFACTURERS | 44

1- DRILL STRING

1.1. Introduction

The drill string is an important part of the rotary drilling process. It is the connection between the rig and the drill bit. It is the mechanical assemblage such as dill collar, stabilizers, subs... that connecting the rotary drive system (rotary table) on the surface to the drilling bit (Fig.1)
The drillstring serves several general purposes, including the following:

- Allows drilling fluid to circulate with minimum pressure losses. Two safety valves can close off the inside of the string.
- Transmits the energy required to break up the rock formation by whatever drilling bit may be used.
- Exerts a compressive force on the drilling bit, or weight on the bit.
- Guides and controls the trajectory of the bit.
- Lower and raise the bit in the well.

In addition, the drillstring may serve some of the following specialized services:

- Provide some stability to the bottom-hole assembly to minimize vibration and bit jumping.
- Allow formation fluid and pressure testing through the drillstring.

Usual, the components of the drillstring are made in AISI 4145 alloy steel with heat treatment and according to API standard.

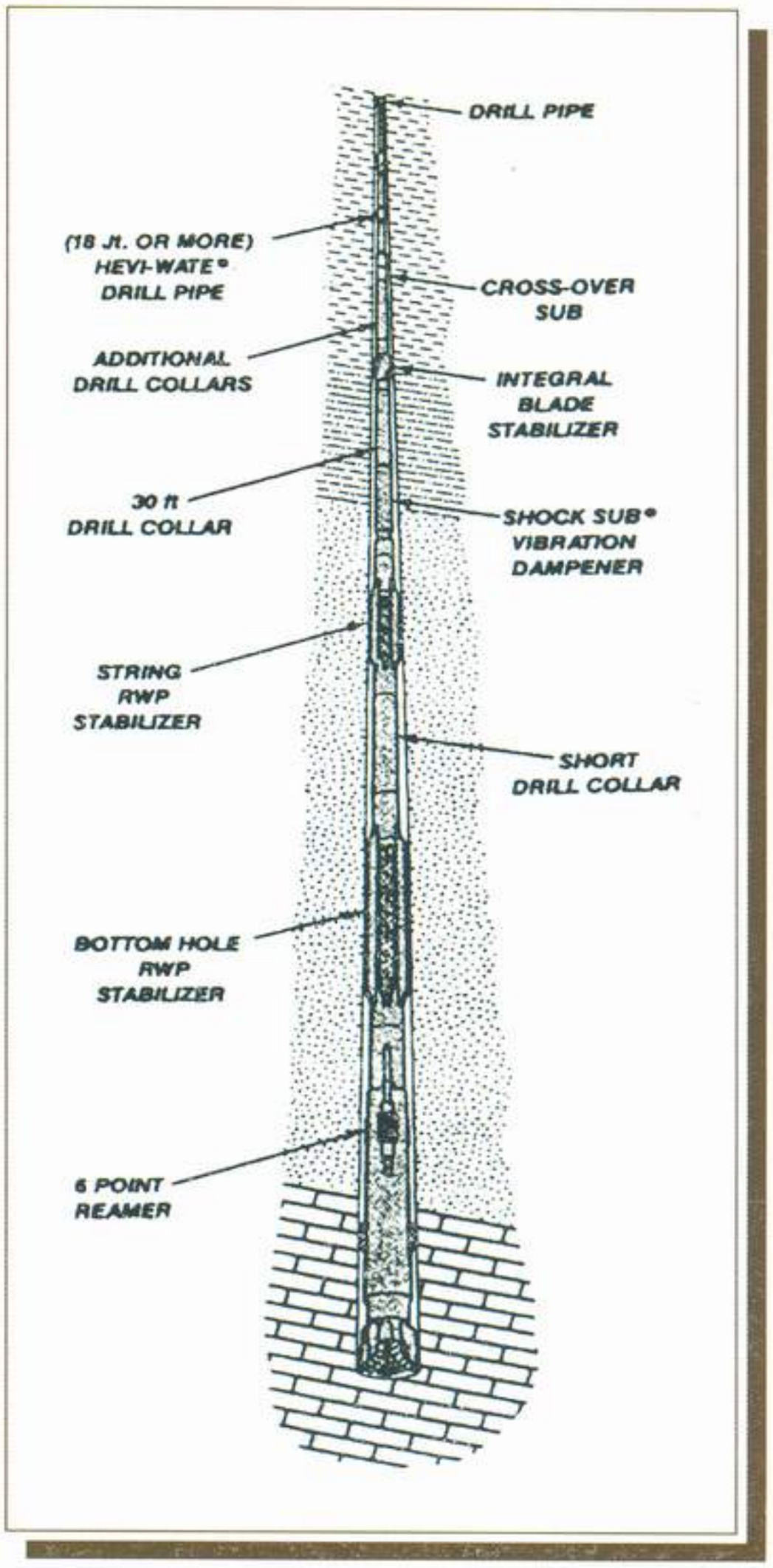


Fig.1. Drillstring

1.2. Drill String Equipment

The components of the drill string are varied and serve many purposes. Fig. 2 shows a typical drill string assembly (drill stem assembly). It is important to observe in Fig. 2 that all connections from the swivel through the upper section of the Kelly are left-hand threads. All connections between the lower section of the Kelly and the bit are right-hand threads.On the surface, the drill string hangs from the hook by the swivel and the rotary drive comes from the Kelly.

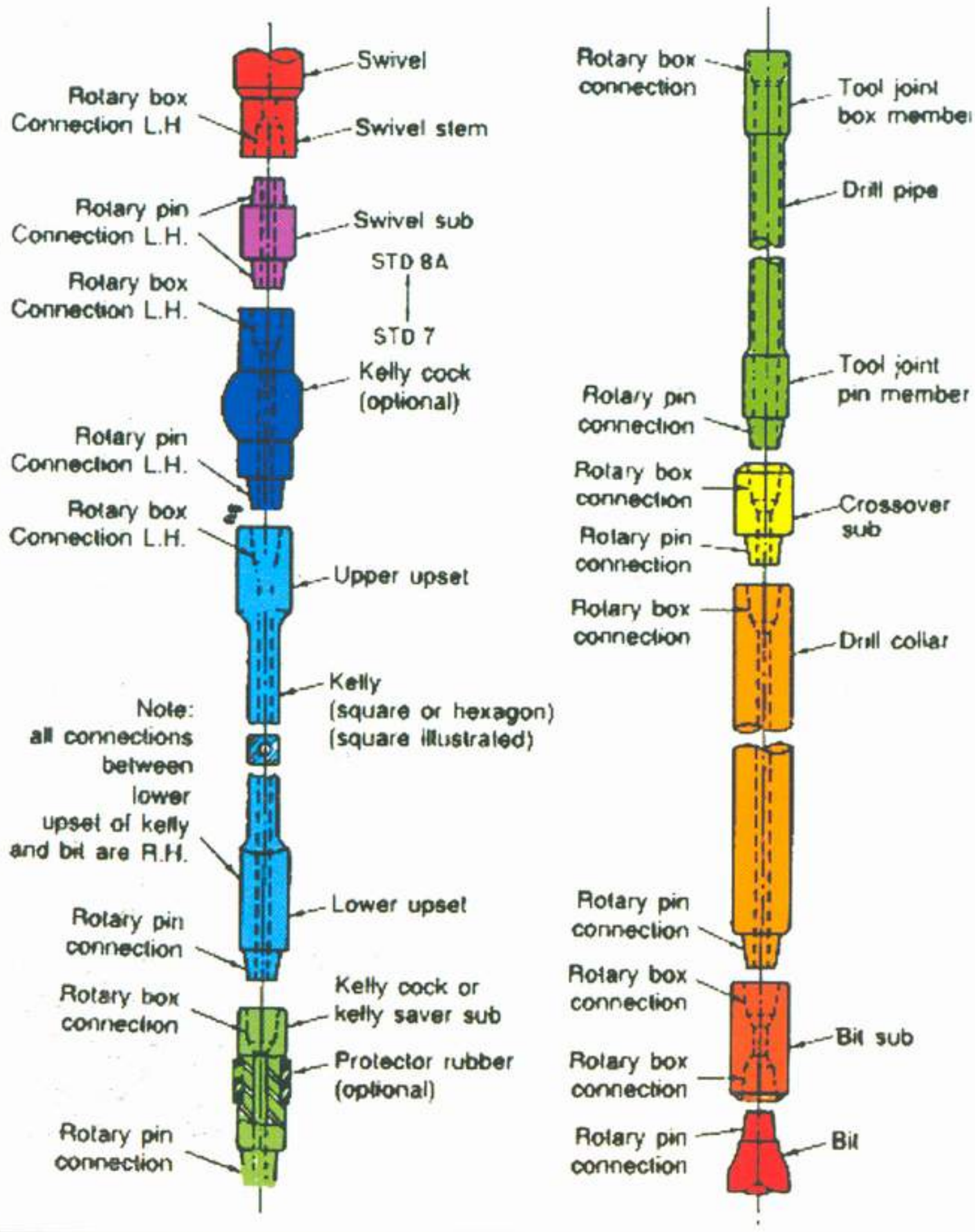


Fig.2. Drillstring equipment

The drill string consists primarily of the drill pipe and the bottom-hole assembly (BHA). The drill pipe section can contain conventional drill pipe, heavy- weight pipe, and occasionally a reamer. The BHA may contain the following items:

- Dril collars (several types and sizes)
- Stabilizers
- Jars
- Roller reamers
- Shock subs
- Bit. bit sub
- Rotary sub or crossover sub
- Pup joint
- Hole opener

1.3. Drill collars

Their function is an essential one in the drill string, since they condition proper use of the drilling bit. They are first and foremost a steel weight whose mass provides the force to press the drilling bit onto the formation.
Some of the functions of the collars are as follows:

- Provide strength needed to run in compression
- Minimize bit stability problems from vibrations, wobbling, and jumping
- Minimize directional control problems by

Providing stiffness to the BHA
Proper selection of drill collars (and BHA) can prevent many drilling problems.
Drill collars are available in many sizes and shapes but a number of operating constraints are involved in using them:

- The drilling diameter,
- Minimum pressure losses (as little as possible),
- Easy handling and transportation,
- Buckling strength,
- Rigidity.

1.3.1. Dimensions and Shapes

Drill collars are available in many shapes, such as round, square, triangular, and spiral grooved. The most common types are round (slick) and spiral grooved. Spiral-grooved collars reduce the surface contact area between the pipe and wellbore (Fig. 3). The collars have a shallow, wide groove that reduces the contact area by 40-50% while only reducing the pipe weight by 7-10%. The lower contact area reduces the probability of differential pressure sticking.

Fig.3. Spiral grooved drill collars

Large collars are included in BHA designs more frequently now. It is not uncommon to use 8-10-in. collars, whereas 6 3/4-7 1/2-in. collars were the maximum diameters used several years ago. The large collars offer several advantages:

- Fewer drill collars are needed for required weight
- Fewer drill-collar connections are required
- Less time is lost handling drill collars during trips
- Fatigue damage of connections is less with drill collars that fit the hole closely
- Straighter holes can be drilled

The smallest inside diameter must be sought as it will give the heaviest drill collar. However, it must allow:

- Measurement instruments to be run down inside the pipe
- Acceptable pressure losses.

Usual inside diameters are between 2 and 3 inches depending on the outside diameter of the drill collar. The outside diameter will range between a minimum and a maximum that can be defined as follows:

- The maximum diameter depends on: the drilling diameter
- The minimum diameter is directly related to the rigidity of the drill collar assembly.

These considerations are illustrated in the table (Table.1) that shows drill collar selection according to drilling diameter and the unit weight of common drill collars can be found in Table. 2

Table 1. Selecting drill collar diameters according to drilling diameters (in inches).

Drilling diameter	Drill Collar Outside diameter	Drill Collar inside diameter
24 to 12 ¼	9 ½	3
9 7/8	7 ¾ to 8	21 3/16
8 ¾ to 8 ½	6 ¾	21 3/16
6 ¾ to 6	4 ¾	2 ¼

Table 2. Weight of drill collars.

Drill Collars	Weight/m(kg/m)	Unit Weight(30 ft)(kg)
11 ¼ × 3	467.6	4276
9 ½ × 3	323.2	2955
8 × 2 13/16	223.1	2040
7 ¾ × 2 13/16	207.4	1896
6 ¾ × 2 13/16	149.8	1370
4 ¾ × 2 ¼	69.6	636

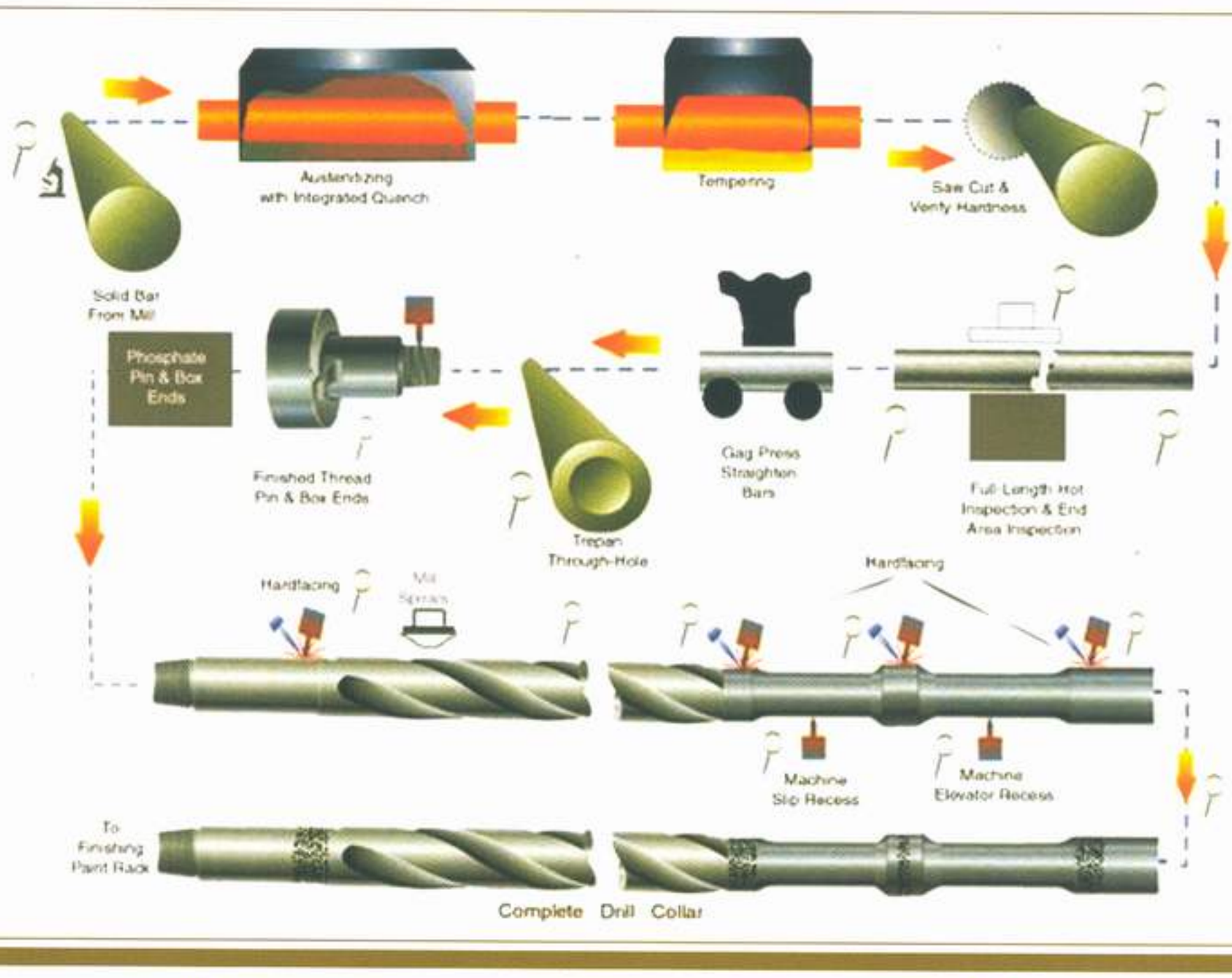


Fig.4. Manufacturing steps for drill collars

It is important to design the BHA properly when using large-diameter collars. The stiff assembly can cause drillpipe fatigue due to the stiffness differences between the collars and the pipe. It is recommended to reduce the stiffness difference by using smaller collars at the top of the BHA or by using heavyweight drillpipe at the top of the collars.

1.3.2. Material and Manufacturing steps for Drill Collars

Conventional drill collars are machined out of bars of 4165H (U.S.) or 42 CD4 (NF) steel which has good properties after tempering and quenching .the steels are generally chromium-molybdenum alloys that comply with mechanical specifications after tempering and

Table 3. Mechanical properties of drill collars

Drill Collar O.D. Range (Inches)	Yield Strength (Min) (Psi) (N/mm2)	Tensile Strength (Min) (Psi) (N/mm2)	Elongation(min) with Gage Length 4 times Diameter	Brinnel Hardness (Min)	Min. Charpy Impact Value Ft. lb.
3 1/8" thru 6 7/8"	110000 /758	140000 /965	13%	285	40
7" thru 10"	100000 /689	135000 /931	13%	277	40

quenching while retaining a hardness compatible with machining.
Manufacturing steps are shown in Fig. 4 and mechanical properties according to drill collars diameters are shown in Table. 3
The bore is drilled out by two cutting tools working from each end toward the middle.
Also to be mentioned are nonmagnetic drill collars that are required for drilling directional wells. Azimuth measurement instruments can only be run into a drill string with drill collars that do not influence the measurement of the magnetic field.
Originally, these drill collars were made of K. Monel alloy (over 60% nickel), but the price was too high and the threads seized up too often. The K. Monel alloy has been replaced by a chromium-manganese austenitic iron alloy or similar.

1.4. Stabilizers

Stabilizers are designed to provide optimum drill string's performance and maximum stability. Some of the functions of the collars are as follows:

- Stabilization assures that the rock bits or hammer will rotate about their own center thus causing energies and forces exerted on it to be most efficiently utilized in an axial direction
- Reduce impact
- Control the direction of the bit
- Control hole deviation

In rotary drilling with rock bits or down-the-hole percussion hammers, it is of great importance that a good stabilization be guaranteed.
Drilling straight or directional holes requires proper positioning of stabilizers in the BHA. Although it seems contradictory that drilling straight and directional holes would require the

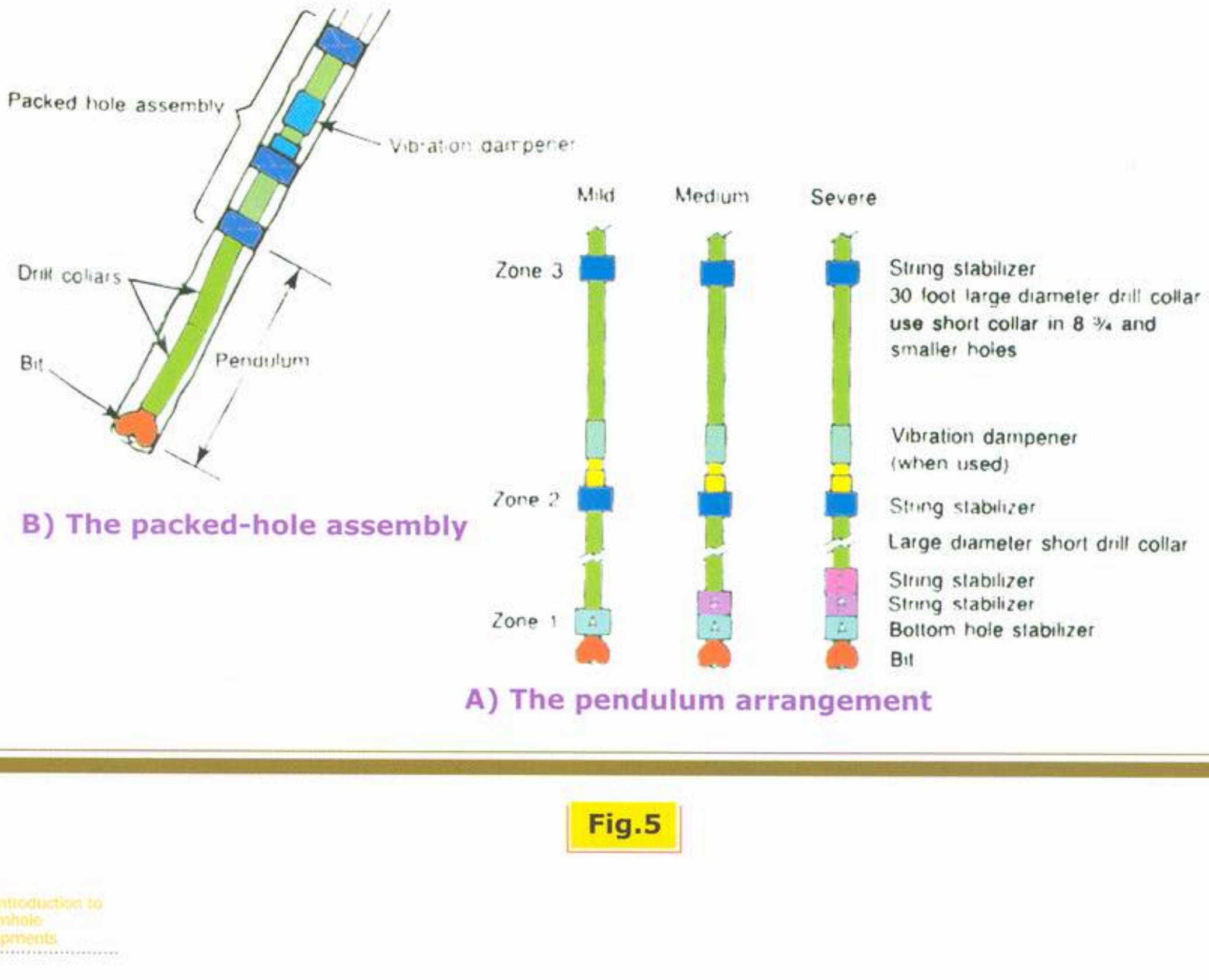


Fig.5

Same principles, the underlying concept is to control the direction of the bit. Stabilizers are used to achieve this goal.
The most common assembly arrangements are pendulum and packed hole. The pendulum arrangement. Fig. 5a , uses the weight of the drill collars acting on pivotal stabilizers to direct the bit. The packed-hole assembly. Fig. 5b , reverses the process by using a sufficient number of closely spaced stabilizers to prevent any pendulum effect.

Three basic type of stabilizing tools :(Fig. 6, 7)

- Rotating blade(spiral, straight)
- Non-rotating
- Reamer

The body and blades are made in AISI 4145H alloy steel with treatment over 285 - 345 Brinnel hardness. the right-lay spiral blades are welded to the body after oven pre-heating. All blades are hard faced with tungsten carbide such as TECNOWIRE (HF 1000).

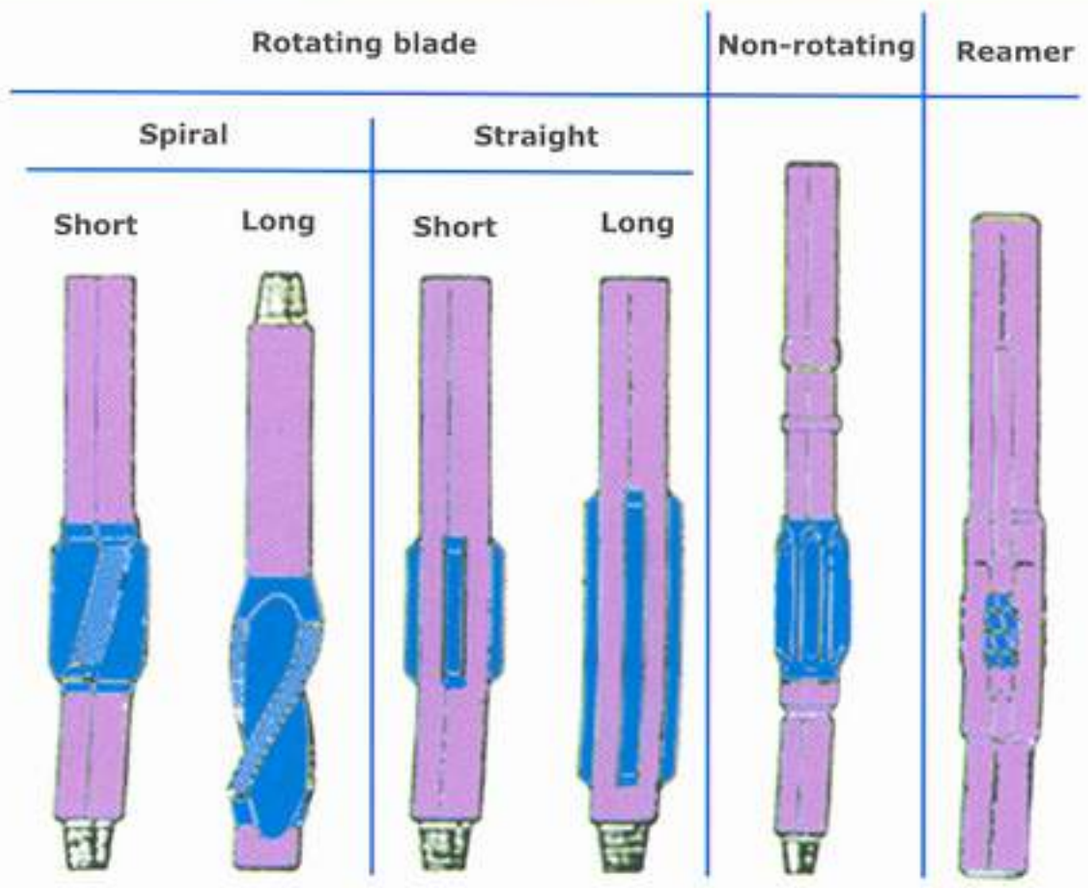


Fig.6. Three basic types of stabilizing tools

Fig.7. Spiral welded blades and straight welded blades Stabilizers

1.5. Hole Opener

Drilling a large diameter hole or expanding the diameter of an existing hole can often be completed efficiently with a hole-opener. It is may be positioned along the string above bit subs. (Fig. 11) hole-openers are available for all standard shanks and are 6 to 40" in diameter.
Hole Openers are manufactured with sealed bearing milled tooth or tungsten carbide insert cutters, according to the type of formation to drill. Drilling mud circulation for removal of cuttings is assured through the nozzles located under cutter shoulders.

According to the type of formation and drilling diameters available three types of hole opener:

- Three-cone hole openers(Fig. 8)
- Four-cone hole openers (Fig. 9)
- Five-cone hole openers (Fig. 10)

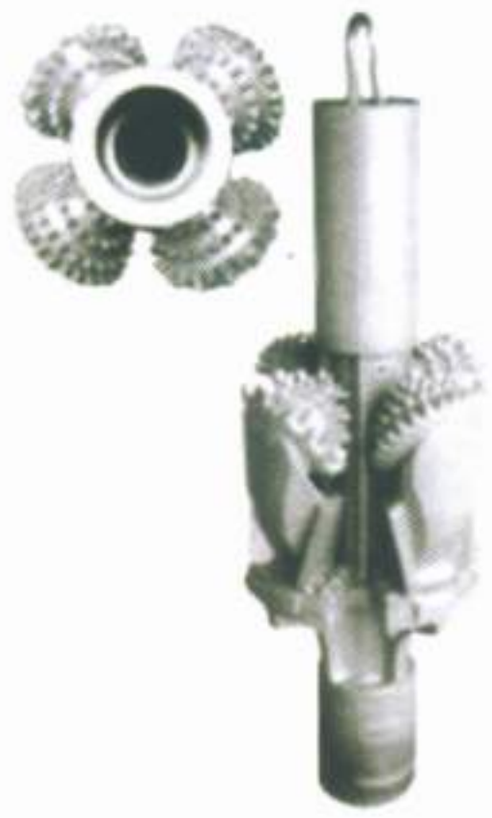


Fig.9. Four-cone hole opener

Fig.8. Three-cone hole opener

Fig.10. Five-cone hole opener

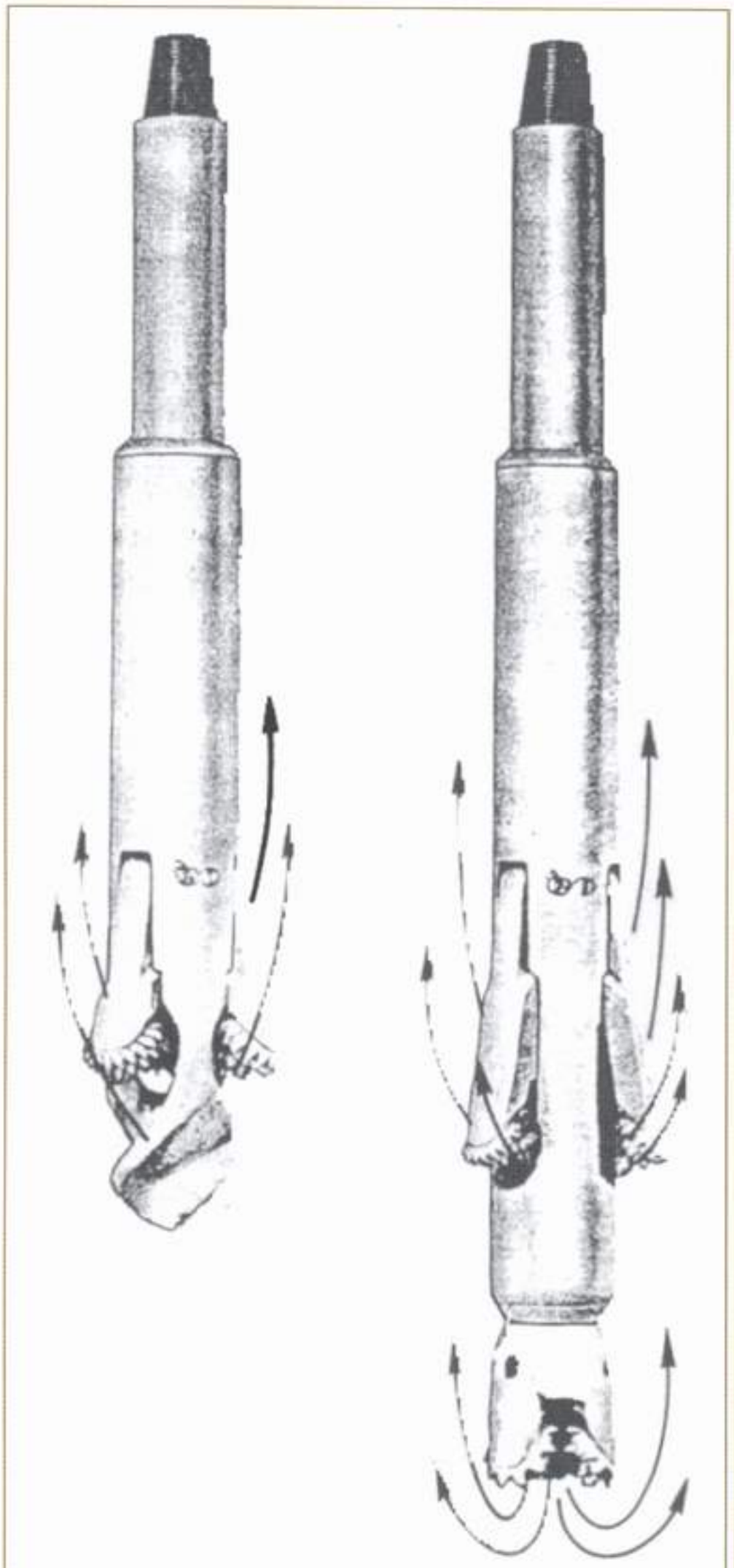


Fig.11. Position of hole opener

In order to make a perfectly vertical hole, it is advisable to use stabilizers that may be positioned along the string above or below the hole opener.
A number of operating constraints are involved in using them:

- Pilot hole size ,
- Hole opener size,
- Type of formation,
- Top and bottom connection.

1.6. Roller Reamers

The diameter of the well when the well and formation expand gets smaller so it use reamer to bring to primary diameter. (Fig. 12)

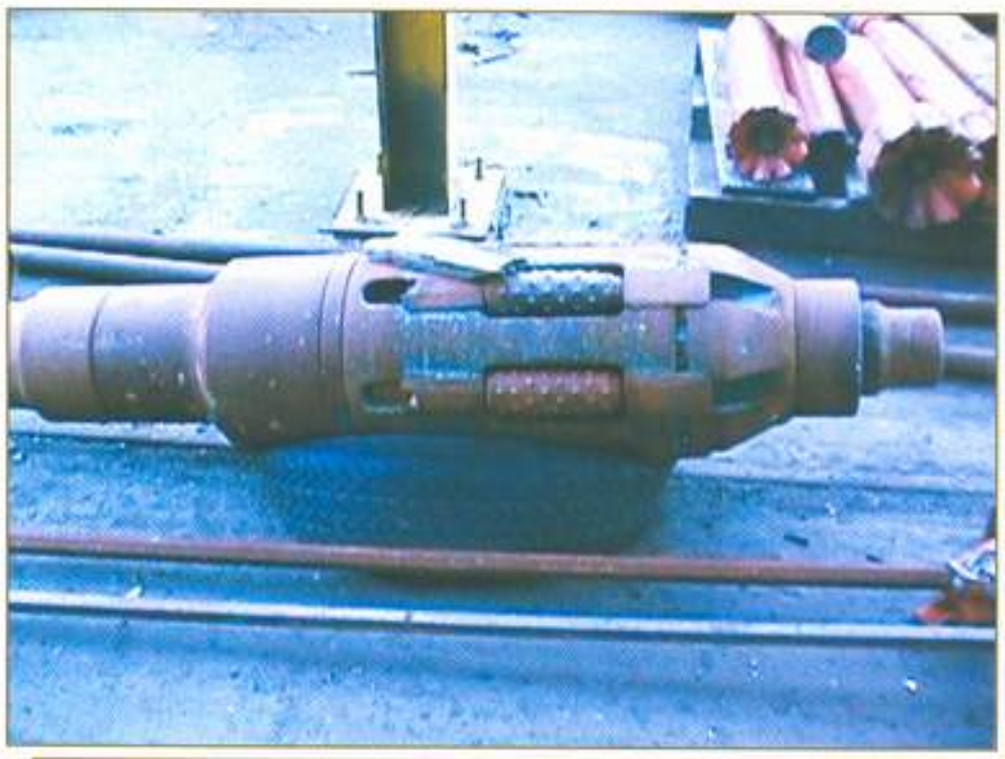
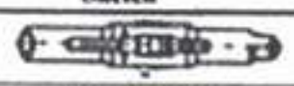
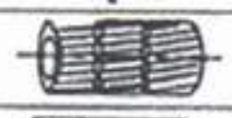
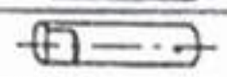
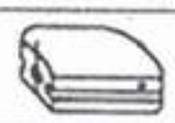
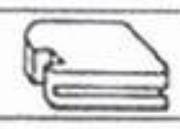
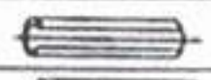
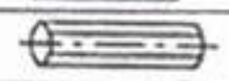
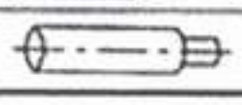


Fig.12. Roller Reamer

Table 4. The components of three and six point reamers

PARVEEN 3/6 POINT STRING CUTTER REAMERS

Part No.	Sketch	Part Name	Qty. 3 point	Qty. 6 point	Material.
1		Body	1	1	SAE 4145 H(M)
2		REAMER CUTTER	3	6	SAE 4815 H/ AISI 8620 / EN36C
3		REAMER PIN	3	6	SAE 8720 H
4		UPPER BLOCK	3	6	SAE 4815 H
5		LOWER BLOCK	3	6	SAE 4815 H
6		SPRING PIN	3	6	SPRING STEEL
7		HEX. BAR	1	2	S45C
8		BAR FOR PIN REVOVAL	1	2	S45C
9		BAR FOR PIN INSERT	1	2	S45C

Two types of roller reamer are available:

- There point
- Six point

Table 4 is shown the components of three and six point reamers

According to formation available three types of reamer cutter: (Fig. 13)

In order to make a perfectly vertical hole, it is advisable to use stabilizers that may be positioned along the string above the roller reamer.

Roller reamer body is classified as below depending upon the purpose of use:

- The connection of string reamer (three point) being with box up and box down.
- The connection of string reamer (three point) being with box up and pin down.
- The connection of bottom hole reamer (six point) being with box up or pin up and box down.

Body is made of AISI 4145H (M) and roller reamer cutters are being made from AISI 8620/EN 36C nickel chromium molybdenum alloy steel and are carburized & hardened to 58-62 RC.

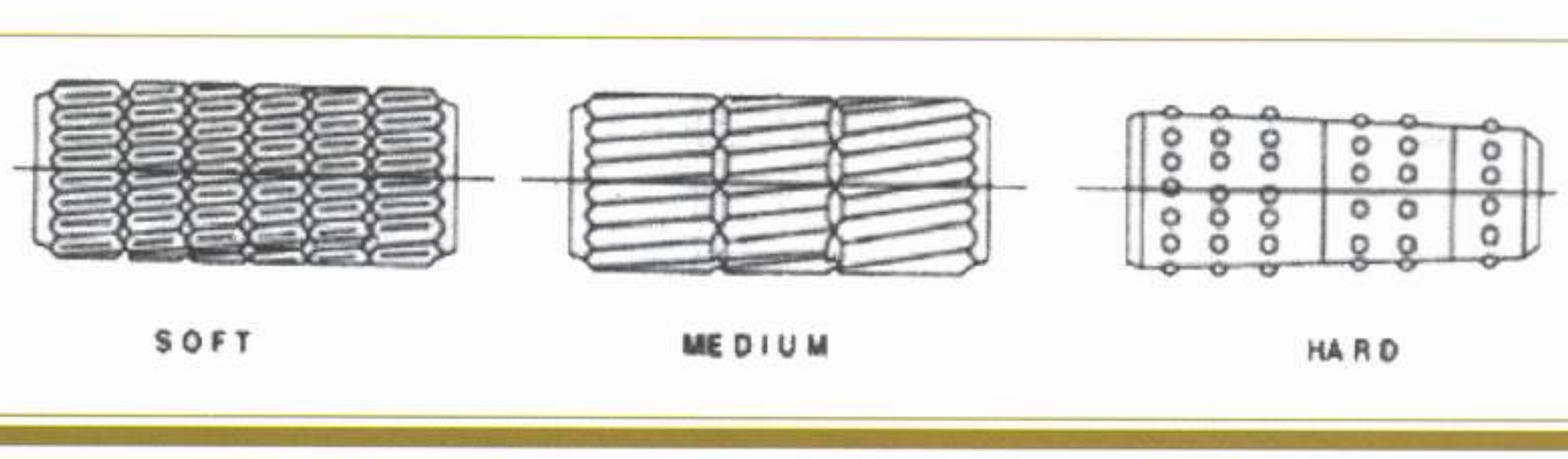


Fig.13. Soft, Medium &Hard Formation Cutter

A number of operating constraints are involved in using them:

- Three or sex points
- Placement of roller reamer
- The Diameter of the well
- O.D's drill pipe
- Cutting type
- Size and type of connection

1.7. Rotary Subs

Rotary subs have two primary applications:

They can be used to crossover from one connection size to another

The disposable component used to extend the connection life of a more expensive drill stem member

The connections are made of steel alloy AISI 4145 and protected by a phosphate surface coating that minimizes galling on initial make-up.

Rotary subs are available with box x pin, box x box or pin x pin connections and three types of rotary subs are available:

Straight OD Sub is used to connect drill stem members that have a similar outside diameter. The drill bit, down hole tools and drill pipe can be crossed over using a straight OD sub.(Fig.14)

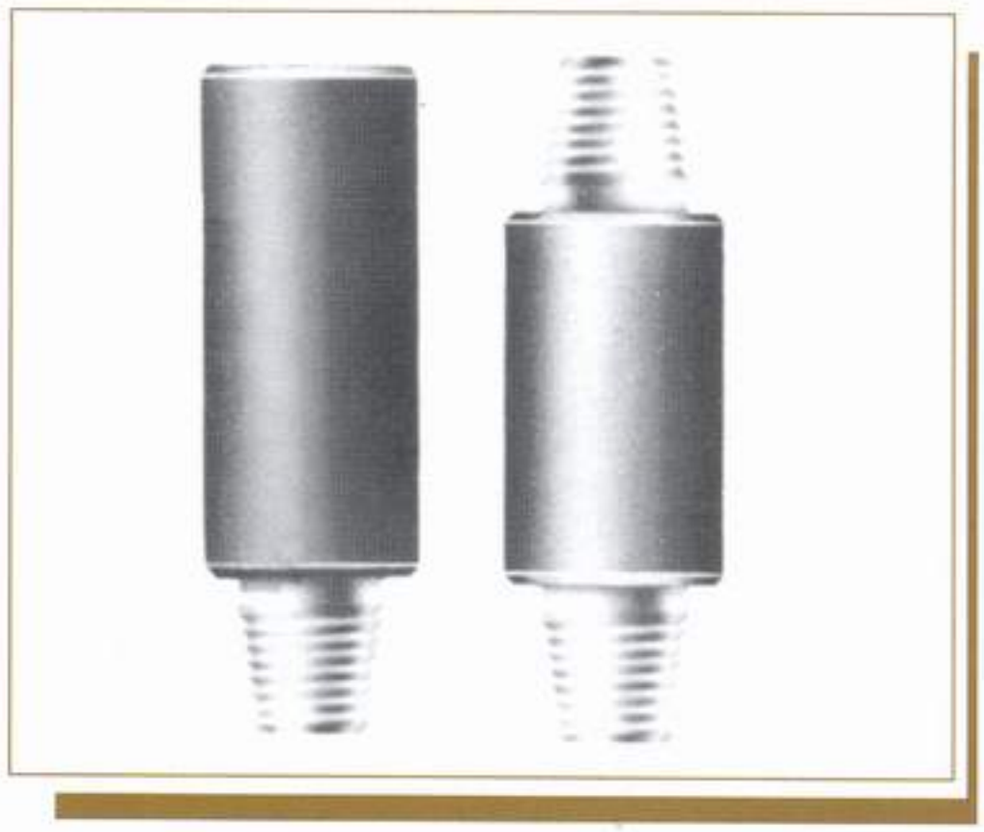


Fig.14. Straight OD Sub

Reduced Section Sub is used to connect drill stem members that have different diameters that warrant the cross-sectional change necessary to accommodate different connections. This sub would be used to crossover large OD drilling tools or a tapered drill collar string. (Fig. 15)

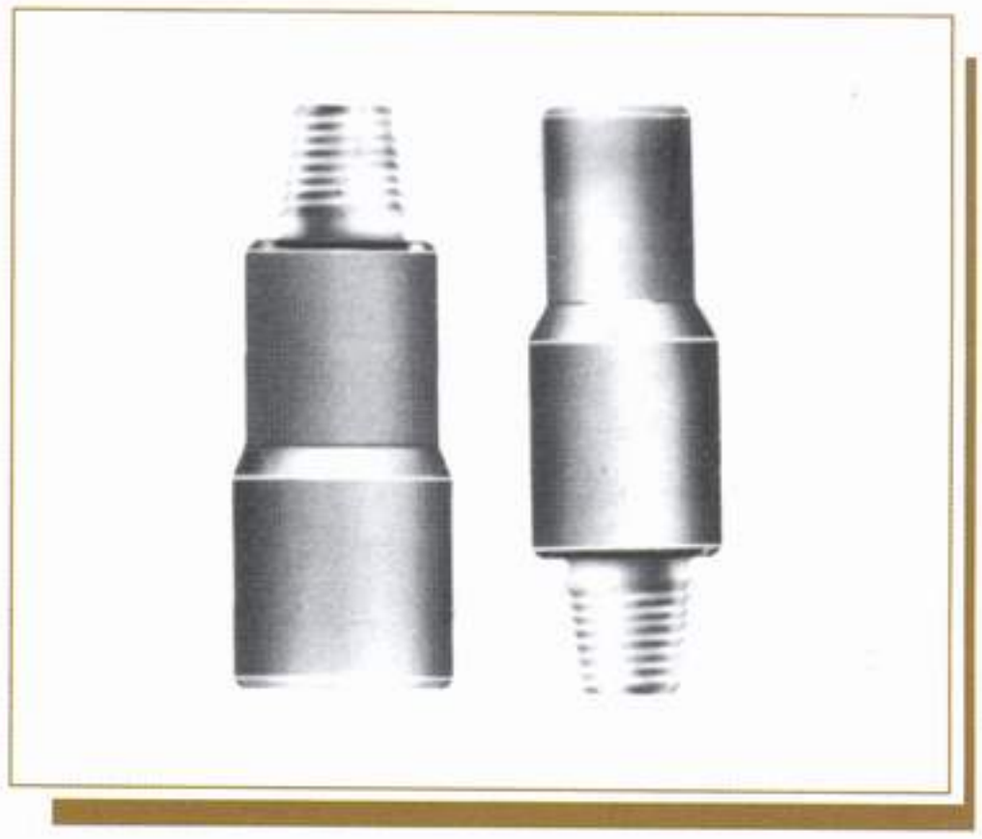


Fig.15. Reduced Section Sub

Saver Sub is used to extend the life of the Kelly by taking the connection wear each time it is made up to a drill stem component. The saver sub connection is sacrificed because it can be easily repaired or inexpensively replaced. (Fig. 16)

Fig.16."Saver Sub"

Fig.17. Pup Joint

1.8. Pup Joint

Drill Pipe Pup Joints is important drill stem component for special drilling or testing operations. This short drill pipe section is used to locate the top box of the drill string at a specified distance from the rig floor. (Fig. 17)

Drill Pipe Pup Joints is manufactured either from round bar or by machining heavy wall tubing from AISI-4145 H Material. Pup joints with tool joint OD less than 6 7/8" have a minimum yield strength of 110,000 psi and with tool joints 6 7/8" and larger have a minimum yield of 100,000 psi.

A number of operating constraints are involved in using them:

- Nominal Size,'
- Bore Diameter,
- Size and type of connections ,
- 18 degree taper or square shoulder,
- Pressed or cast steel thread protectors.

2- FISHING JOBS

2.1. Introduction

While a well is being drilled, several types of accidents can occur and keep drilling from being carried on normally. the term "fishing job" Means an operation in a well using specific implements and tools to restore a situation where the drilling program can most likely he continued.

We will first of all list the main types of accidents possible during drilling:

- Pieces of metal on the bit-gage surface for a variety of reasons: broken drill hits or rig floor tools falling into the well.
- Tubulars that fail inside the borehole: drill collars, drill pipe. Or a string of casing or tubing may break off.
- Stuck drill string.

2.2. Causes of fishing job

Three parameters are involved in the causes of accidents: equipment failure, borehole-related problems and human error.

2.2.1. Equipment failure

Drill bits may be broken due to poor quality or inappropriate implementation. A hit that is unsuited to the formation that is being drilled can become excessively worn and this may cause unexpected failure. Likewise, poorly chosen mechanical parameters may have the same effects. Depending on

how much is known about a region, the odds of breaking a bit in an exploratory well may be high when the driller attempts to reach optimum rate of penetration.

The drill string is particularly susceptible to fatigue, wear. Poor maintenance and supervision, and inappropriate use. The most common failure occurs at drill collar threads where stresses are the highest.

2.2.2. The borehole

Loose formations cause considerable friction that can keep the whole drill string stuck in extreme cases. Swelling clays will have the same consequences. Highly permeable formations can cause the drill string to get stuck by differential pressure, i.e. the difference between the hydrostatic pressure of the mud and the formation pore pressure.

2.2.3. Human error

There are factors that can not be anticipated, but mainly there are technical mistakes and negligence. This is the case when tools and equipment fall into the borehole. The decision to pull out a bit before it fails is governed by technical circumstances. The tool pusher's experience is crucial in reducing risks.

2.3. Equipment, tools and methods used for broken drill bits and broken drillstring

The driller realizes that the drill string has failed when there is a variation in three parameters:

- Decreased load on the weight indicator,
- Drop in mud pump pressure (the mud no longer circulates through the bit jets).
- Variation in torque at the rotary table.

Failure is often preceded by a gradual reduction in the mud pump pressure due to a hole in the drill string (wash out). If it is not spotted, it leads to failure of the thread or the pipe.

Most drill string failure occurs:

- At the pin-end thread of drill collars that bend in alternate directions,
- At about 50 centimeters from the box-end tool joints.

As soon as the driller is sure of a drill string failure, he pulls out the upper pan of the drill string. He can then see the what the top of the fish looks like, its diameter and depth.

Depending on the size of the pieces of metal, the following will be used:

2.3.1. Junk Mill

Junk Mills are used for milling rock bits, drill pipe, reamers, reamer blades, tool joints, bridge plugs, tubing squeeze tools, alloy-steel packers, and miscellaneous junk.

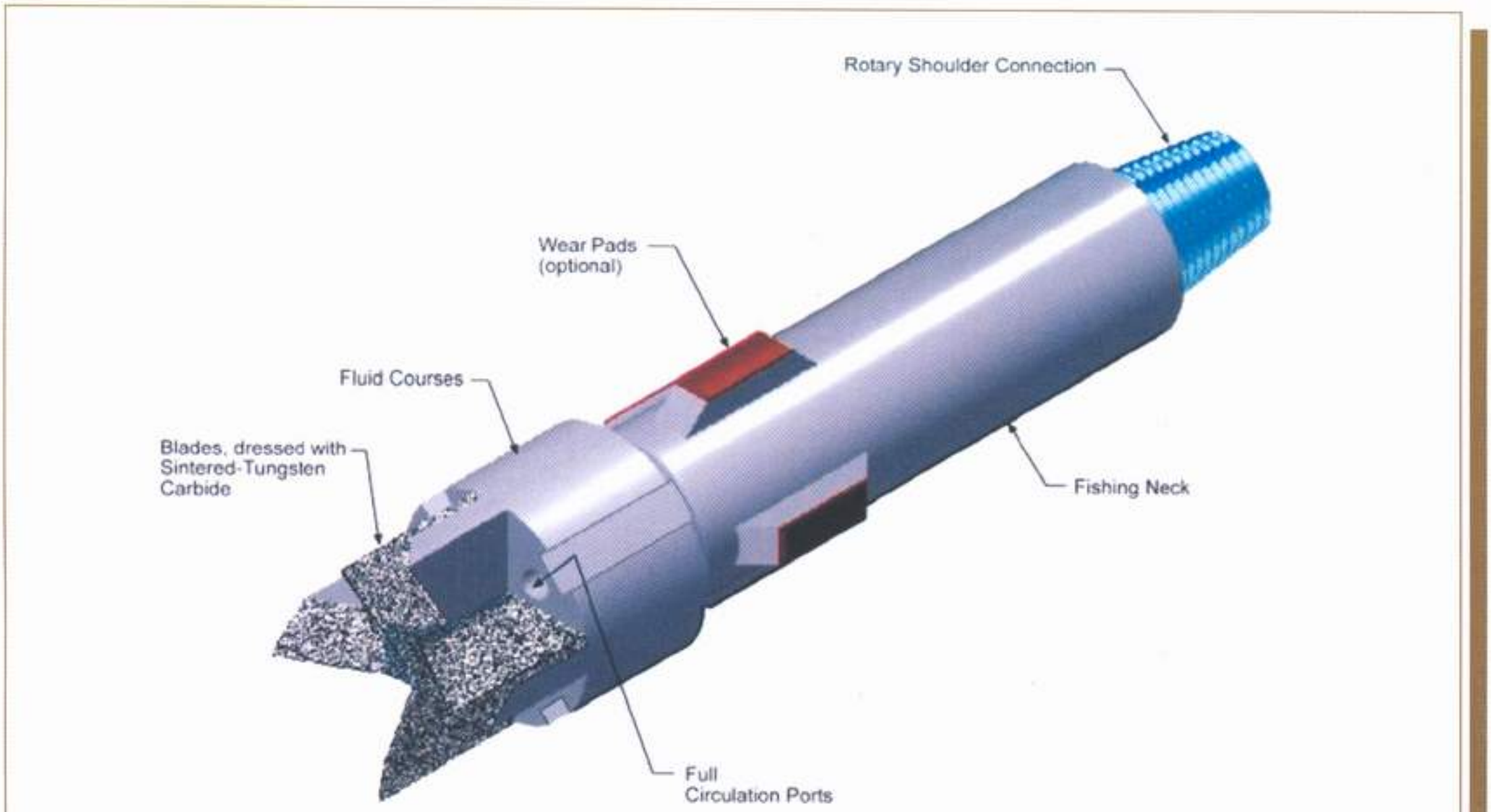


Fig.18. Bladed junk mill

2.3.2. Taper Mill

The Taper Mill is used for milling out collapsed or split casing, whipstock windows and also mill through various types of restrictions and may also be used in conjunction with other mills to prepare a fish for internal engagement.
Tapered mills come in three common configurations.

- The 60 degree mill has an included taper of 60 degrees (30 degrees per side.)
- The 30 degree mill has an included taper of 30 degrees (15 degrees per side.)
- The 15 degree mill has an included taper of 15 degrees (7 1/2 degrees per side.)

2.3.3. Pilot Mill

Special mill that has a heavy tubular extension below it called a pilot or stinger. The pilot, smaller in diameter than the mill, is designed to go inside drill pipe or tubing that is lost in the hole. It guides the mill to the top of the pipe and centers it, thus preventing the mill from bypassing the pipe. Also called a piloted mill.
It is suited for milling liner hangers, eliminating inside cuts. It is also well suited for milling washpipe, safety joints, crossover swages, and wash over shoes.
The Pilot Mill may contain the following items: (Fig. 22a)

- Fishing Neck with Pin Connection(Fig. 22b)
- Taper Mill with Regular Pin Connection(Fig. 22c)
- Junk Mill with Regular Pin Connection(Fig. 22d)
- Round Nose Mill with Regular Pin Connection(Fig. 22e)

Fig.21. Taper Mill

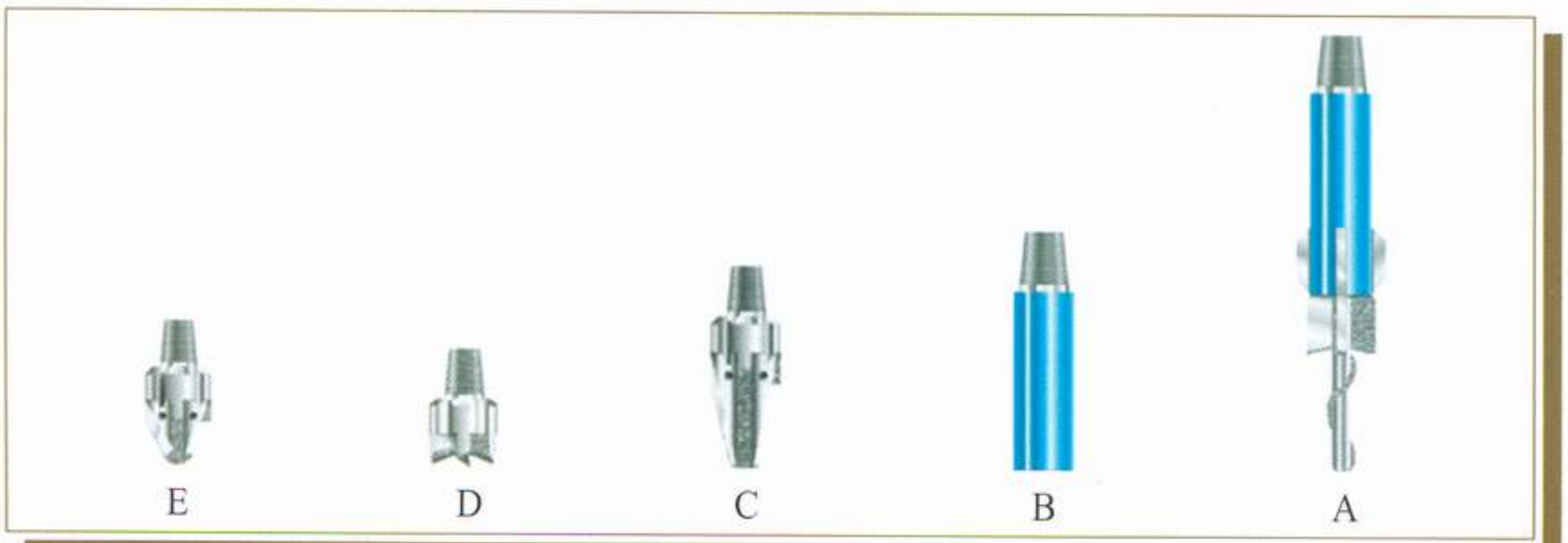


Fig. 22 A) Pilot Mill B) Fishing Neck with Pin Connection C) Taper Mill with Regular Pin Connection D) Junk Mill with Regular Pin Connection E) Round Nose Mill with Regular Pin Connection

Fig.23. Junk Sub

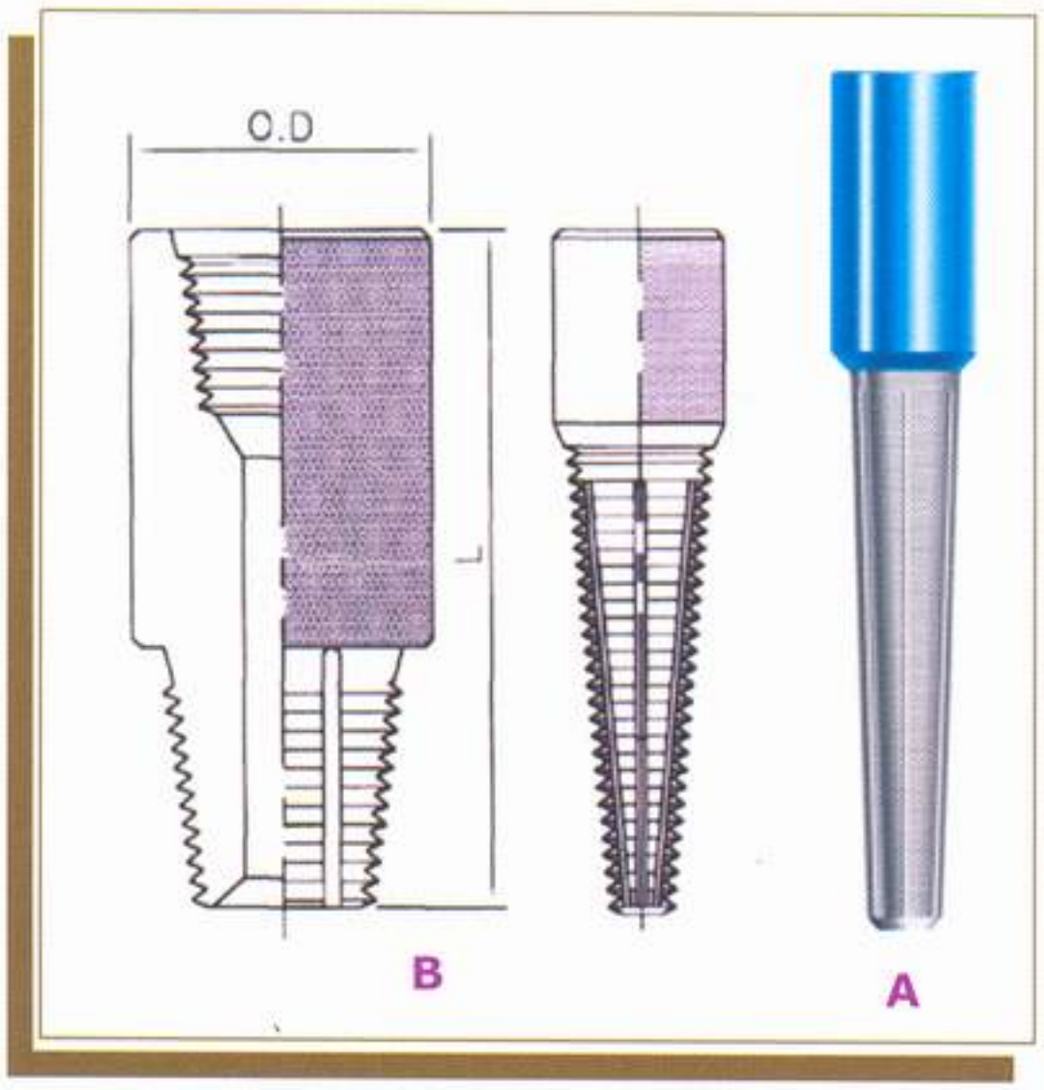


Fig.24. A) Plain Taper Tap
B) Skirt Taper Tap

2.3.4. Junk Sub

Junk Sub is an accessory tool used in milling or drilling operations. It run just above the drill bit and have a cup for catching objects too heavy to be completely circulated out of the hole. (Fig. 23)

Boot baskets (Junk Sub) are used directly above the mill or drill bit. On severe milling jobs, it is customary to run two or three baskets in tandem above the mill. This tandem running not only increases the capacity to remove the cuttings, but also provides extra stabilization for the mill. Boot basket can be run in either open hole or inside casing. When the basket is working inside a casing, hard faced pads, dresses to the same O.D. as the mill or bit, should be used.

Junk Subs are constructed from high quality steel, completely stress-relieved after cup and rib guides have been welded to the main body. Rib guides prevent the cup from becoming crushed and help guide the tool through tight places upon withdrawal from the hole.

2.3.5. Taper Tap

Rotary Taper Taps are simple, rugged, dependable internal catch fishing tools.

Operation: Run the taper tap in the hole to the top of the stuck fish, apply less than one point of weight, and rotate the tap until the tapered threads have engaged the fish. Stop rotation and pull the fish from the hole.

Rotary Taper Taps are furnished in two types:

- Plain Taper Tap (Fig. 24a)
- Skirt Taper Tap (Fig. 24b)

Plain Taper Taps do not have a skirt thread provided on the shoulder. Skirt Type Taper Taps are threaded for a skirt. A skirt is used when the hole size is drastically different from the fish size. The taper tap can be dressed with a skirt or a skirt and oversize guide. This will allow for the taper tap to be guided into the fish more easily during the fishing operation.

A number of operating constraints are involved in using them:

- Type of fish
- Diameter of hole to allow suitable guides
- Top connection type & size.

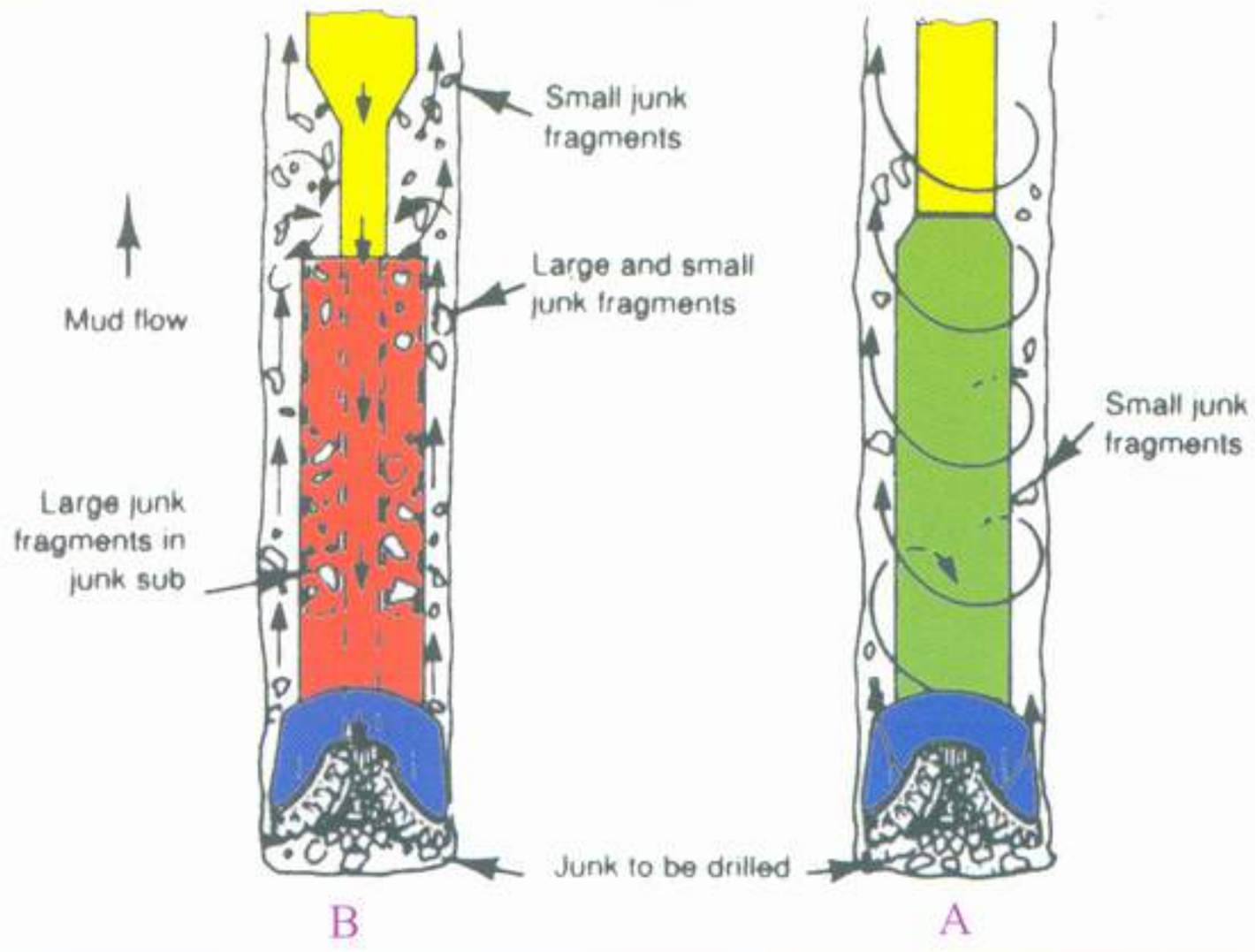


Fig.25. A) Drilling on junk with regular assembly
B) Drilling on junk with junk sub above bit

2.3.6. Basket Sub

Basket Sub is often run in after using a Junk Mill to fish out bit rollers, ball bearings and teeth. It is placed above a bit and mud is circulated for a few minutes, and then suddenly slopped. This allows the pieces of metal carried along the mud flow to fall back down into the basket. The tool is effective in getting rid of pieces of metal remaining on the bottom of the hole after a fishing job. (Fig. 25)

2.3.7. Junk Basket

To fish out bit rollers. It is a piece of tubules with saw teeth on the bottom that can bend and trap junk when a weight of several tons is applied to the tool. This works only in relatively soft formations. (Fig. 26)

2.3.8. The poor-boy junk basket

It is often built on the site. It is a piece of casing with saw teeth on the bottom that can bend and trap junk when a weight of several tons is applied to the tool.

Fig.26. Junk Basket

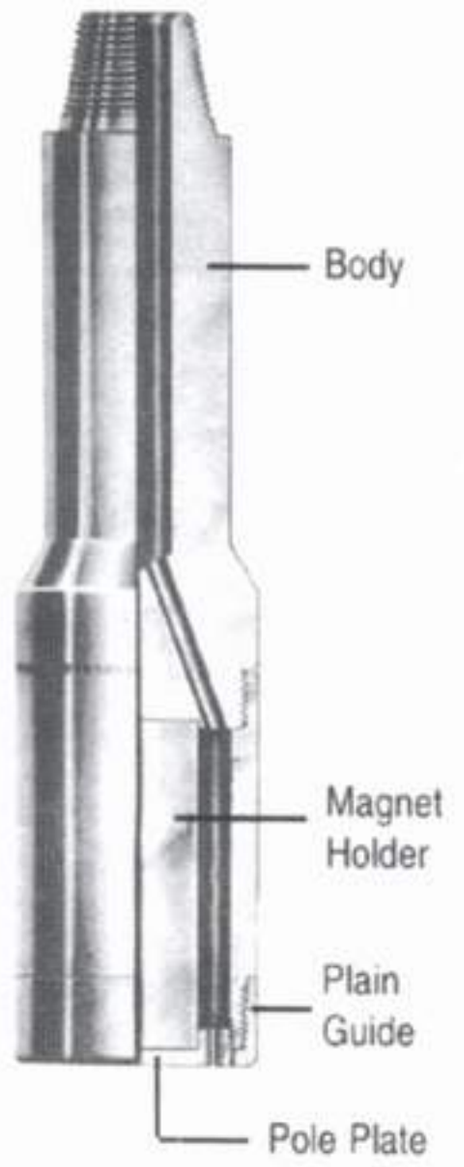


Fig.27. Fishing Magnet

2.3.9. Fishing Magnet

It is a permanent magnet used to get rid of small-sized metal debris on the bottom of hole the fishing magnets may be used on drill pipe, tubing or wire line. The adaptors used for running magnet with wire line are sucker rod adaptors and rope socket. (Fig. 27)

2- 4- Equipment, tools and methods used for stuck drill string

The methods differ according to the cause of sticking:

- Caved in walls, borehole narrowed down due to formation instability.
- Differential pressure sticking.

In the first instance, the problem is a purely mechanical one which can only be solved by a variety of mechanical operations. In the second, a physical phenomenon due to pressure is involved and in addition to the same type of mechanical operations, an attempt can be made to solve the problem by acting on the differential pressure.

The objective is to unscrew the drill string near the stuck point, in order to pull out the free part and then run in the fishing string best suited to the problem. Accordingly, the first thing to do is make sure that the tightening torque on all threads is uniform by retightening the drill string. This is done by torquing to the right with the rotary table, then to the left (i.e. unscrewing) up to 80% of the make up torque applied previously. The tension on the drill string is regulated to locale the neutral point (zero axial stress) on the joint that is to be unscrewed. Then an explosive run inside the drill string on a wire line is set off at this same depth. The impact of the explosion and the left-handed torque unscrew the coupling that is the least prestressed.

Operations can then carry on in a number of different ways:

- A washover assembly can be run in,
- The fish can be cemented in situ and the well sidetracke,
- A jarring string can be run in.

2.4.1. The washover assembly

The idea is to redrill the annulus between the tubular and the hole in order to release the fish. (Fig. 28) The assembly consists of:

- Washover pipe compatible with the diameter of the fish and of the well,(Fig. 29a)
- Safety joint,(Fig. 29b)
- A washover shoe,(Fig. 29c)
- Drill collars.

The washover assembly is always mechanically vulnerable and the maximum practical length is 150 meters.

All washover pipe has a two-step, double-shouldered thread joint with flush outside and inside diameters.

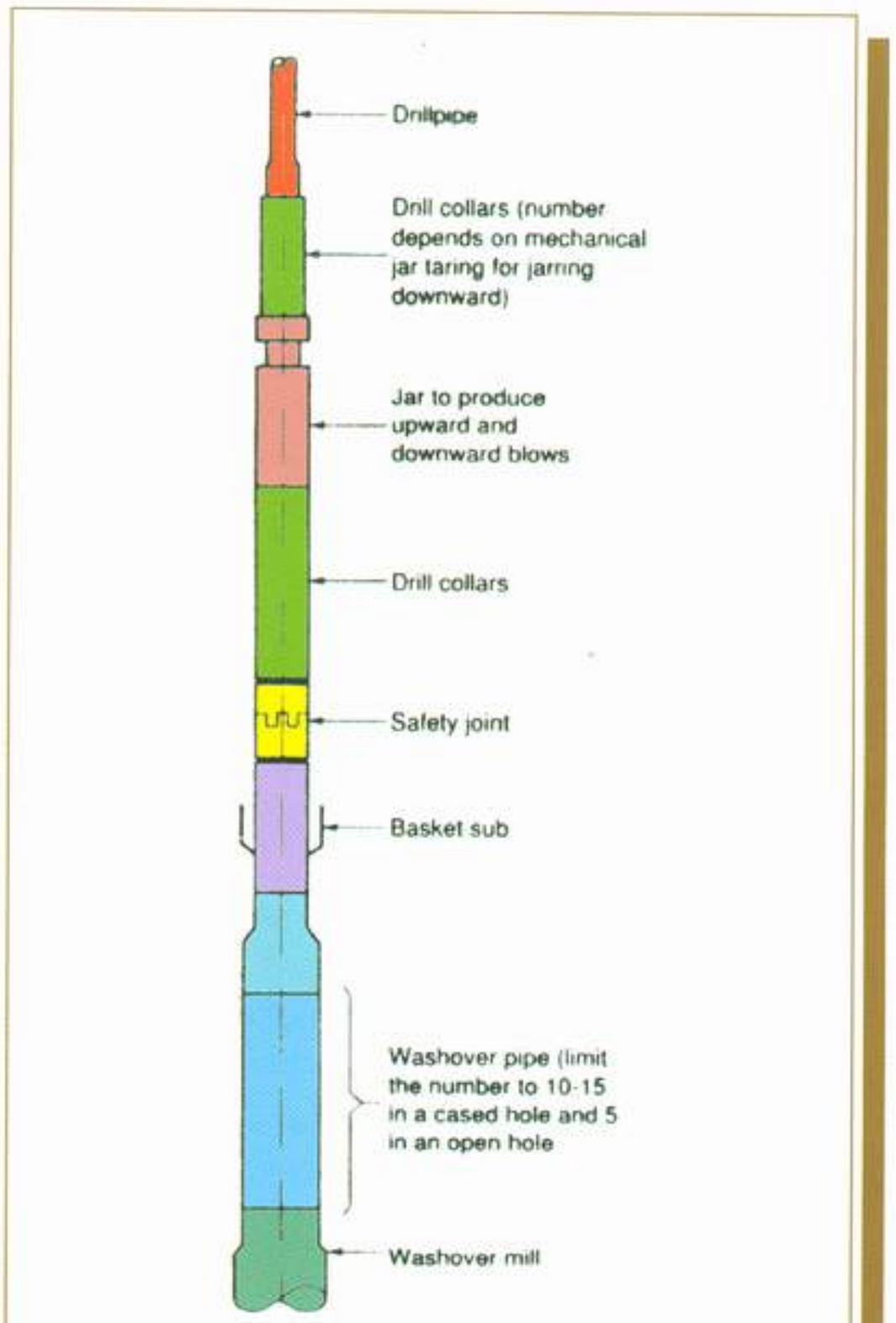


Fig.28. the Washover Assembly

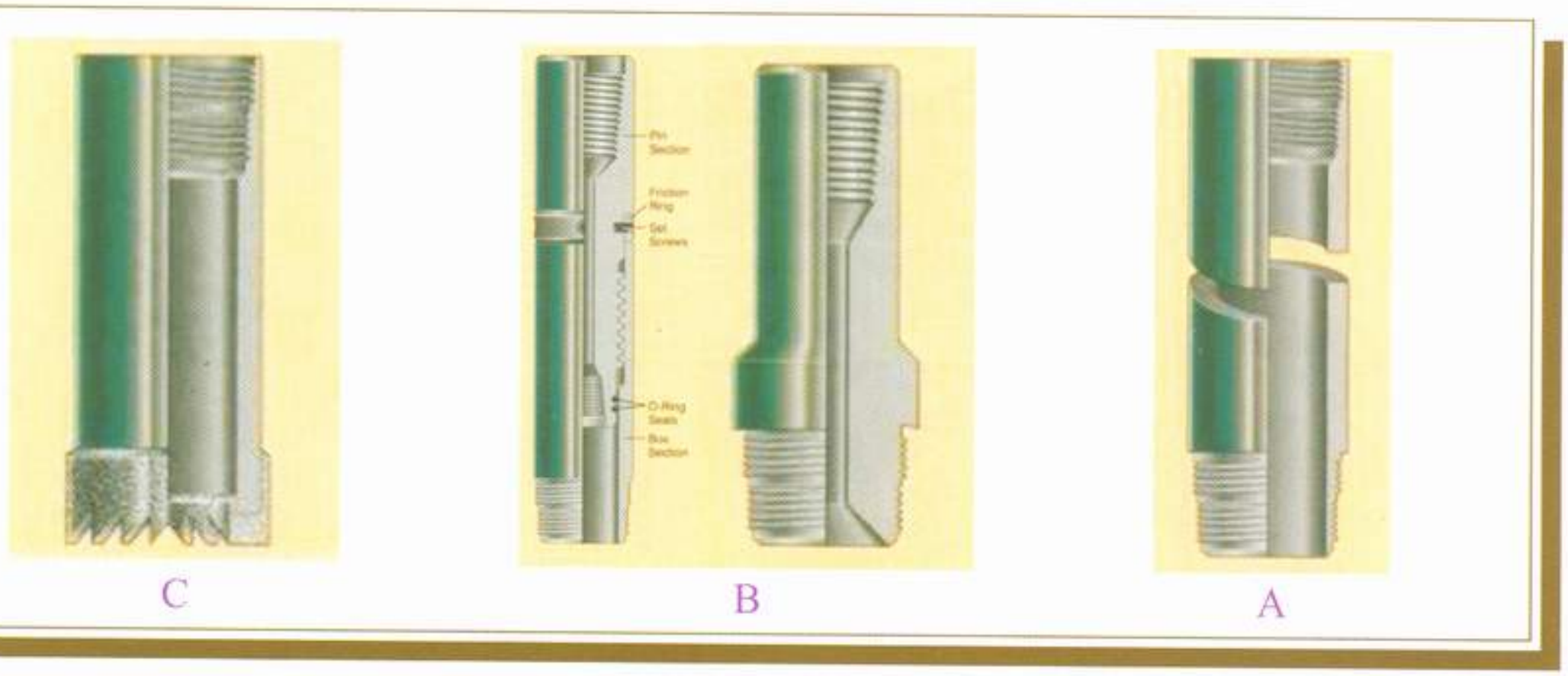


Fig.29. A)Whashover pipe B)Safety joints C)Washover shoe

2.4.2. Sidetracking

This operation is decided when all the possible attempts to bring up the fish have failed. The procedure can also be adopted when retrieving the fish is clearly anti economical compared to the cost of drilling a slightly deviated well. The aim is to start the deviation above the head of the fish so as to drill toward the target parallel to the abandoned well course at about ten meters' distance. We list a possible sequence of operations below: (Fig. 30)

- Cement slurry is placed at the depth planned for starting the sidetrack and the crew waits for the plug to set,
- When sidetracking is done in a cased borehole, a bladed mill is run in lo cut out a window in the casing,
- The sidetracking string is run in : a down hole motor and a bent sub with a drill bit of a smaller diameter than the ongoing phase,
- The buildup is drilled for one drillpipe length, then deviation is measured,
- A free-hanging drill string is run in to ream out the buildup and bring the well course back to vertical,

Doglegs are reamed out with a special string.

Even though this operation is fairly common nowadays and the cost is relatively affordable, the consequences on the well architecture must be considered. There is a dogleg where the sidetrack begins, causing considerable wear on the casing there by the rotating drillpipe. This casing string may have greatly impaired resistance to pressure. In addition, if a development well is sidetracked, sucker-rod pumping may not be feasible.

2.4.3. Jar

A mechanical device used down hole to deliver an impact load to another down hole component; energy is stored in the drill string and suddenly released by the jar when it fires. The principle is similar to that of a carpenter using a hammer. Kinetic energy is stored in the

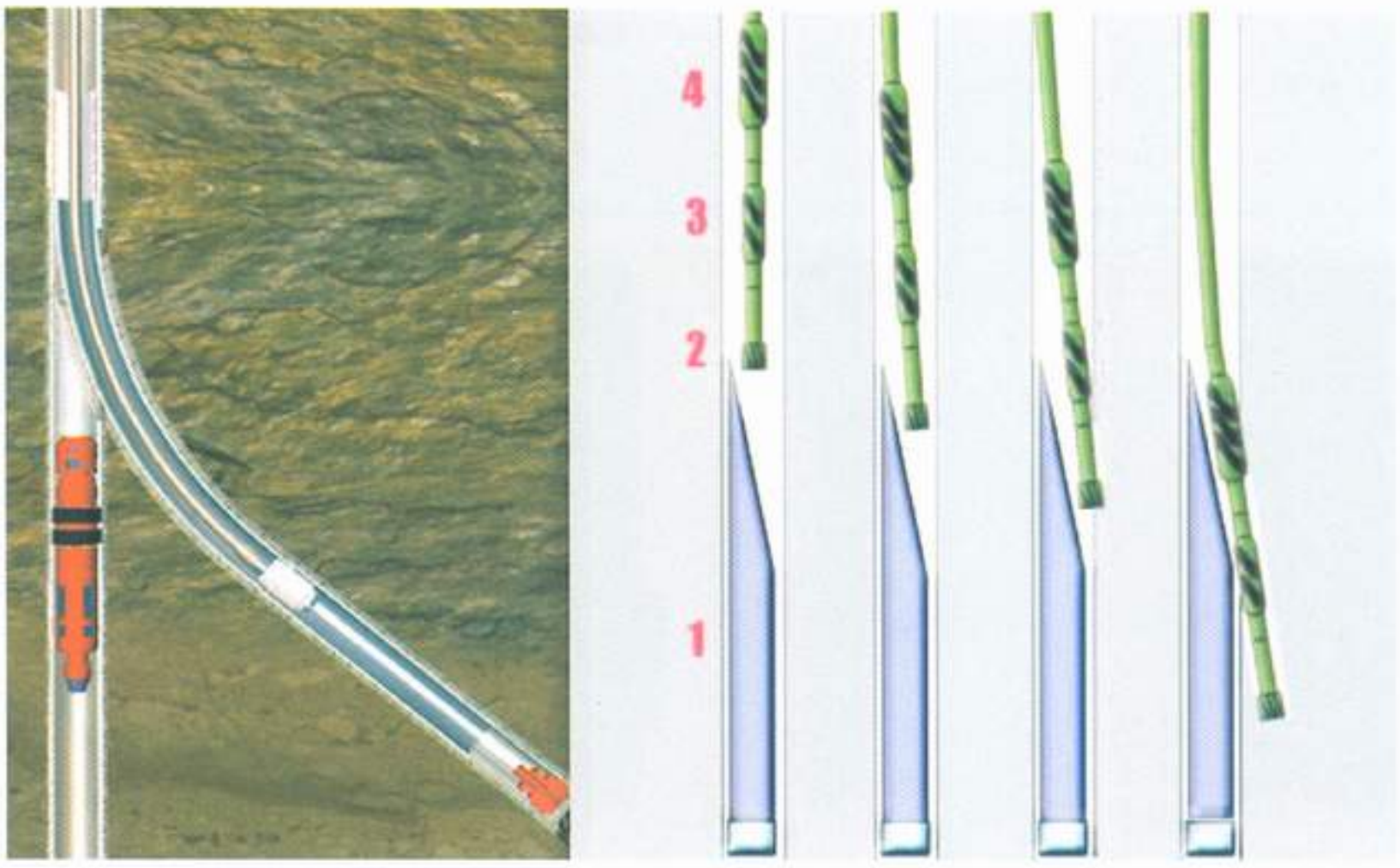


Fig.30. Sidetracking with Washover pipe/shoe

hammer as it is Swung, and suddenly released to the nail and board when the hammer strikes the nail.

Jars are classified as:

- Drilling jars,
- Fishing jars.

The operation of the two types is similar, and both deliver approximately the same impact blow, but the drilling jar is built such that it can better withstand the rotary and vibrational loading associated with drilling. Fishing jars used when that component is stuck.

Jars can be designed to strike up, down, or both. In the case of jarring up above a stuck bottomhole assembly, the driller slowly pulls up on the drillstring but the BHA does not move. Since the top of the drillstring is moving up, this means that the drillstring itself is stretching and storing energy. When the jars reach their firing point, they suddenly allow one section of the jar to move axially relative to a second, being pulled Up rapidly in much the same way that one end of

A stretched spring moves when released. After a few inches of movement, this moving section slams into a steel shoulder, imparting an impact load.

There are three primary types:

- Hydraulic jar,
- Mechanical jar,
- Hydraulic/mechanical jar

While their respective designs are quite different, their operation is similar.

Jars are available in a range of sizes and capacities to deliver upward or downward impact loads.

2.4.3.1. Hydraulic Jar

Energy is stored in back of piston by fluid and suddenly released by the jar when it fires. load and time is controlled at the surface by controlling device.

The waiting time between setting the brake and the jarring action will be in the rang of 10-60 seconds. (Fig. 31)

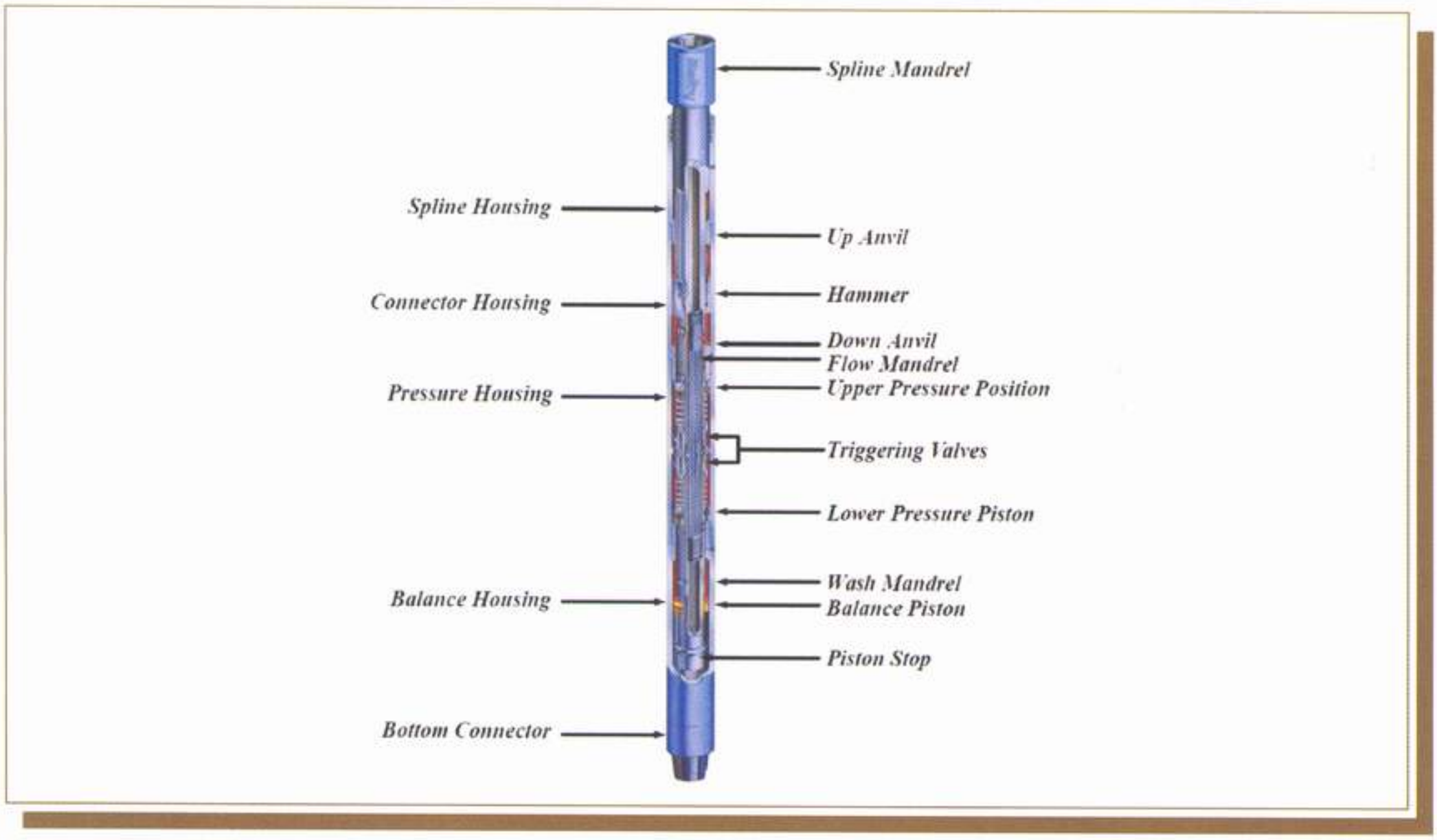


Fig.31. the Hydraulic Drilling Jar

The jar can be run in tension and compression but never run jar as a crossover between the drill collars and the heavy wall pipe, or between the collars of different O.D.s, Fig. 32a shows a hydraulic fishing jar and Fig. 32b shows placement of jar.

2.4.3.2. Mechanical Jar

A type of jar that incorporates a mechanical trip or firing mechanism that activates only when the necessary tension or compression has been applied to the running string. In slickline operations, the term is often used to describe any jar that does not contain a hydraulic trip mechanism, such as link and tubular jars that do not incorporate a firing mechanism. (Fig. 33)

2.4.3.3. Hydraulic/Mechanical jar

This type of Jar operates with a simple up and down motion and is insensitive to right or left hand torque. It is most commonly run as a hydraulic over mechanical, but can be run as a straight mechanical, by omitting the valve, or as a straight hydraulic by omitting the latch. When run as a hydraulic / mechanical or straight mechanical, it is run in the latched position; this eliminates unexpected jarring and prolongs seal life.

The normal setting for the mechanical latch is the down jarring load being 50% of the up jarring load. (Fig. 34)

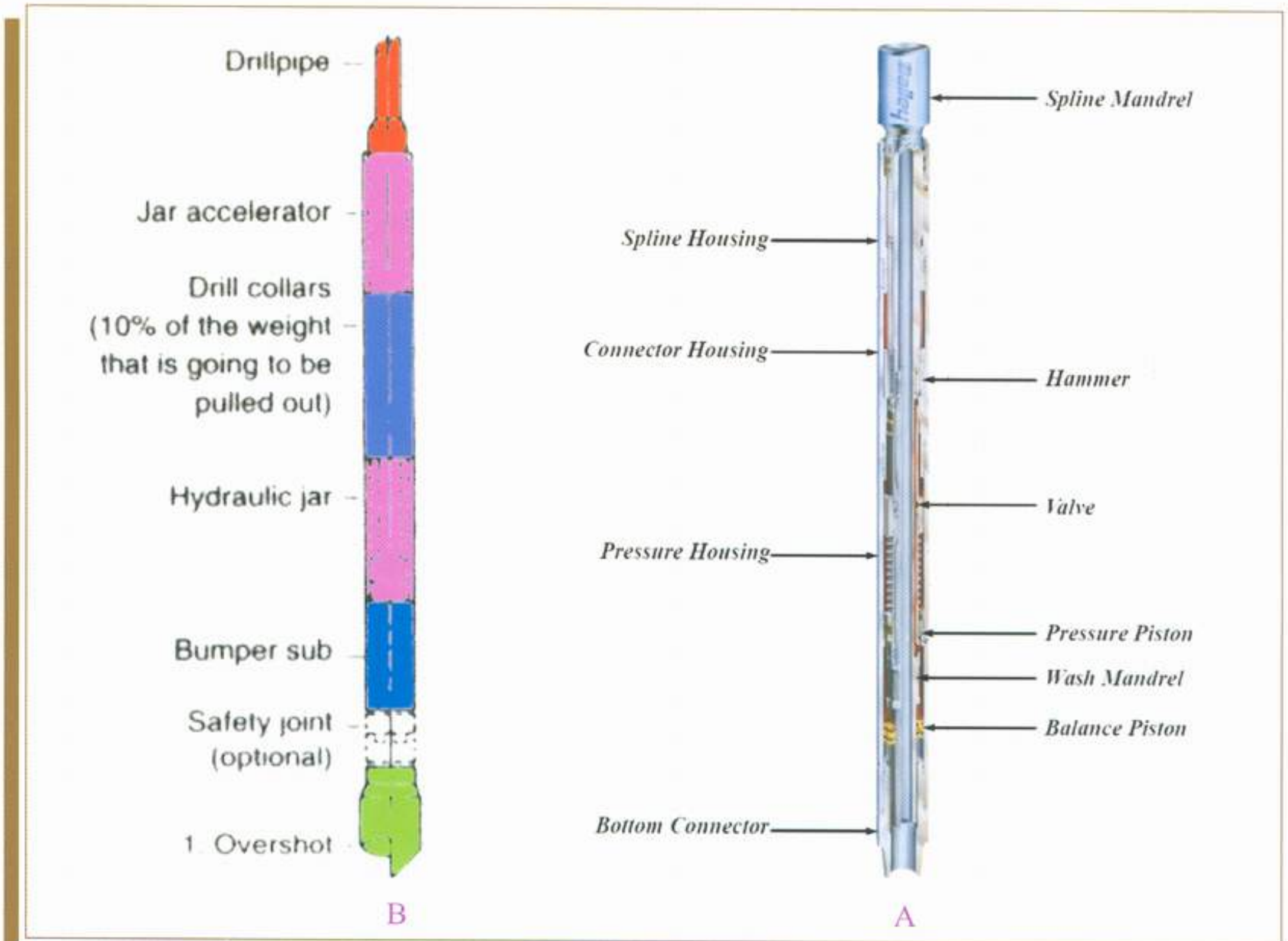


Fig.32. A) The Hydraulic Fishing Jar B) Placement of jar

2.4.3.4. Jar Components Material

Jars are made primarily of AISI 4145 Chromium-Molybdenur Steel which is heat treated and stress relieved. This composition results in strengths exceeding 140,000 psi and Brinell Hardness ranging from 290-310. Some parts of the jar are made of super-high strength alloy steel exhibiting tensile strengths 170,000 psi. The metering valve is made from Aluminum Bronze, which has excellent wear characteristics and is machined to a tolerance of 0.0005". All I joints are made with 4 thread modified acme. "O" Rings have a working temperature range of up to 121 degrees Celsius (250 degree Fahrenheit) or up to 230 degrees Celsius (450 degrees Fahrenheit).
Used as the hydraulic fluid because of its ability to maintain stable viscosity through a wide range of temperatures.

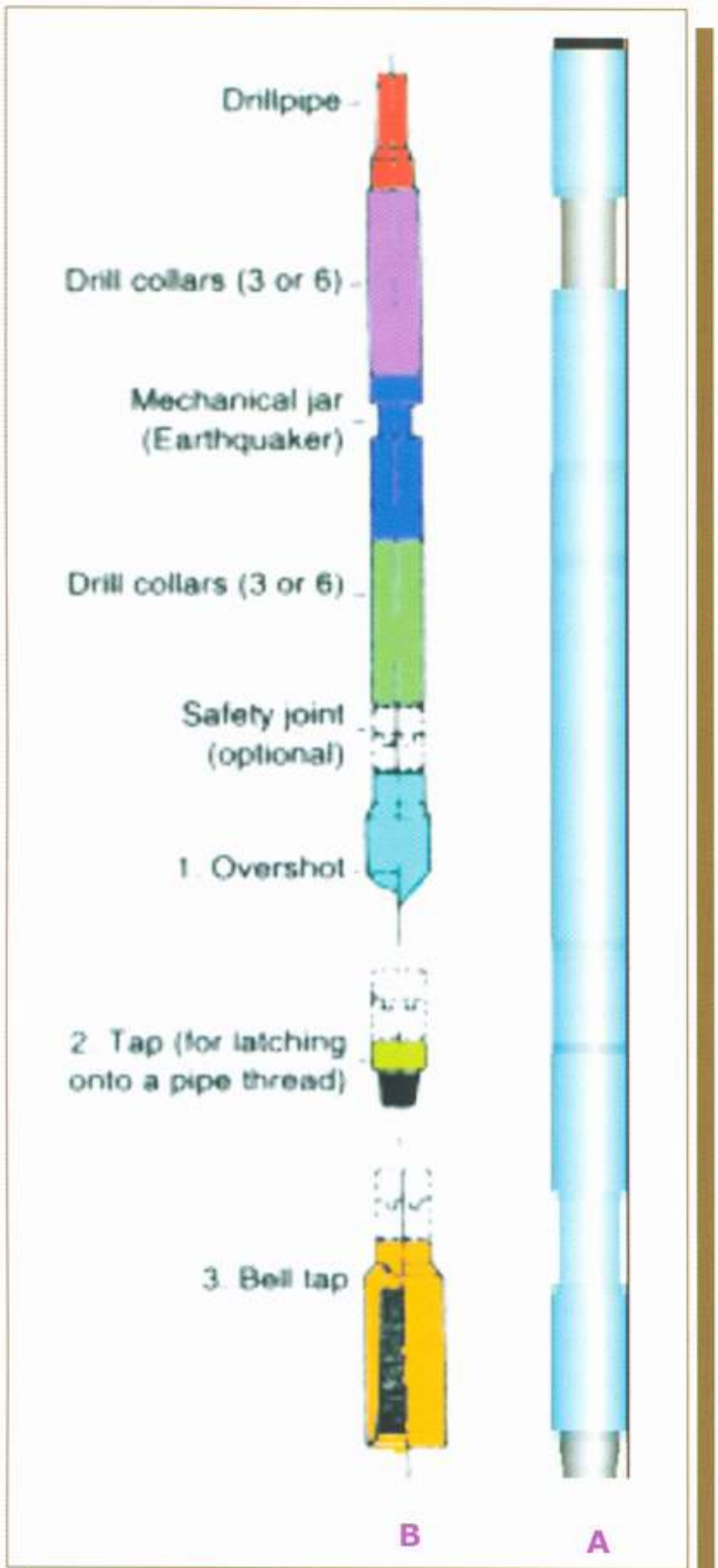


Fig.33. A) The Mechanical Fishing Jar B) Placement of Jar

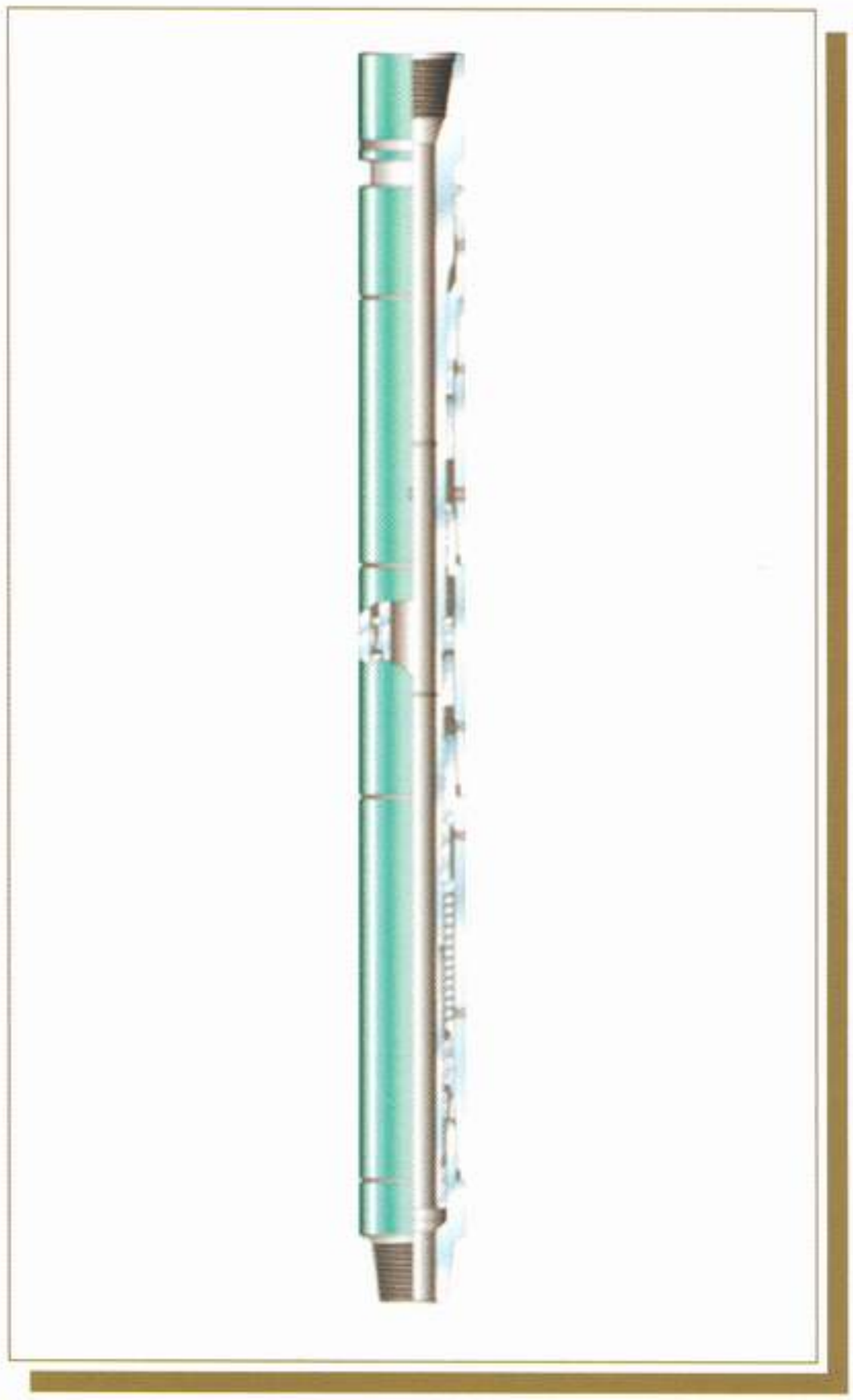


Fig.34. the Hydraulic/Mechanical jar

3. Downhole motor

3.1. Reasons to use downhole motors

The Flex Drill hydraulic motor converts a portion of the drilling fluid's hydraulic energy into mechanical energy in the form of torque and rotational speed. This method of supplying power to the drill bit has many advantages over conventional rotary and rotary steerable drilling methods, including:

- Increased rate of penetration (ROP) due to increased bit rotational speed.
- Ability to drill in situations where it is not possible to rotate the drill string, (e.g. coiled tubing, short radius wells).
- Directional drilling performance improvements, (e.g. the ability to maintain the desired well path by alternating between drill string rotation and drill string sliding).
- Reduced wear on drill collars, pipe and casing due to reduced drill string rotation.
- Ability to optimize ROP by monitoring the motor's differential pressure at the standpipe.

3.2. How Does a Drill Motor Work?

The power section is the heart of the Flex Drill motor. It is responsible for converting the hydraulic energy provided by the drilling fluid in the form of flow and pressure, into mechanical energy which the motor outputs as torque and rotational speed. Instead of consuming gasoline or electricity, a hydraulic motor consumes pressure.

In order to understand how the power section operates, it is necessary to become familiar with the following power section terminology:

Every power section consists of a rotor and stator. As suggested by their names, the rotor is the rotating component and the stator is the stationary part. Rotors are machined out of steel and chrome plated, while stators consist of a steel tube lined with rubber.

The cross-section of rotors and stators is described by the number of lobes on each part. Lobes are analogous to the teeth of a gear and serve to modulate the output speed of the power section. Power sections with more lobes produce more torque and lower speed than those with fewer lobes.

The rotor will always contain one less lobe than its mating stator. This provides the clearance required to permit the rotor's rotation within the stator. Power section configurations are described by the ratio of their rotor/stator lobes, (e.g. 1/2 or 4/5).

Stage length is defined as the length of one complete 360 degree spiral of the stator. The rotor also forms a spiral, but of a slightly different length. The mismatch of these spiral lengths creates sealed pockets along the power section's length. The flow of mud through these pockets forces the rotor to turn clockwise within the stator.

3.3. Other Drill Motor Components

A bearing assembly is used to transfer the rotor's power to the bit. Internally, this assembly consists of radial and axial bearings to ensure concentric drive shaft rotation with minimal axial movement and rotational resistance. The radial bearings also serve to limit the flow of fluid through the bearing assembly that's used for bearing lubrication.

A flex joint is used to transmit the rotor's power to the bearing assembly. It is designed to accommodate the eccentric rotation of the rotor and any housing bend that may exist between the bearing assembly and stator.

Flex Drill motors are available with adjustable bend housings that permit the rig adjustment of the motor's bend angle, and therefore an adjustment of its directional tendencies.

Trip subs are used to pass drilling fluid between the annulus and the inside of the motor. This component helps to fill the drillstring while tripping in the hole and drain it when tripping out of the hole or making a connection.

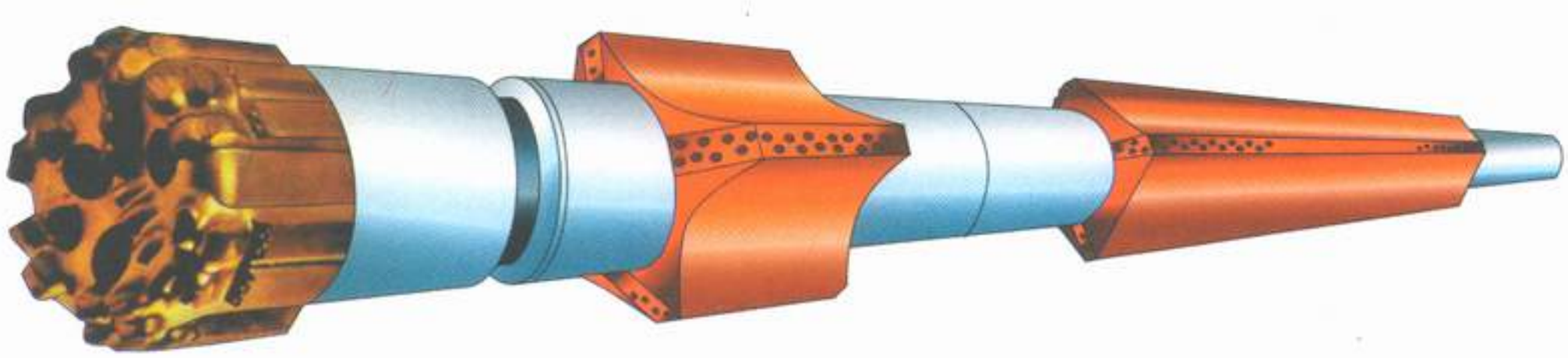


Fig.35. A drilling motor

Internally, the trip sub consists of a spring loaded valve that closes the sub's ports while circulation is maintained, and opens them when no circulation exists. Schematic view of a drilling motor is shown in Fig.35

4- Downhole Completion Tools

The hardware used to optimize the production of hydrocarbons from the well is called completion tools. This may range from nothing but a packer on tubing above an openhole completion ("barefoot" completion), to a system of mechanical filtering elements outside of perforated pipe, to a fully automated measurement and control system that optimizes reservoir economics without human intervention (an "intelligent" completion).

4-1- Packer

Packers are usually run in and set in the production casing or the liner. They protect the annulus from corrosion by formation fluids and limit the pressure in the annulus so that the casing and its cement sheath do not undergo overly wide variations in compress ional stress. The presence of a packer makes it possible to put a fluid, called packer or annular fluid, in the annulus which also helps protect the casing. In short, the packer isolates the annulus from any physical contact with the formation fluids and bottomhole pressure.

4.1.1. The main packer types

A packer is basically defined by the setting mechanism, the seal, the means of retrieval and the type of tubing-packer connection. They are usually classified based on the means of retrieval as the first criterion

- Packers are set by steel slips which, when pushed along a cone-shaped ramp, grip the casing. A seal is provided by rubber rings squeezed out against the casing.
- Packers can be retrieved in three different ways:

Simply drilling out or milling the packer: this is the case for permanent production packers.

- Actuating shear pins or rings by pulling on the tubing. This movement releases the, anchoring slips. This is the case for retrievable packers. Some of them require a special retrieving tool.
- Mechanically releasing without actuating shear pins or rings: this is the case for "temporary" mechanical packers that are mainly used in special strings for well testing, remedial cementing, acidizing, etc.
- The tubing-packer connection can be of two types:
- Rigid: the tubing is fixed onto the packer.
- Semi-free: the tubing enters the packer by means of a pipe with sealing elements which can slide freely up and down. This system allows the tubing to move up and down (variations in tubing length due to "breathing"). The allowable sliding range depends on the length of the pipe equipped with sealing elements and on its initial position. Additionally, the downward movement is limited by a stop guard.

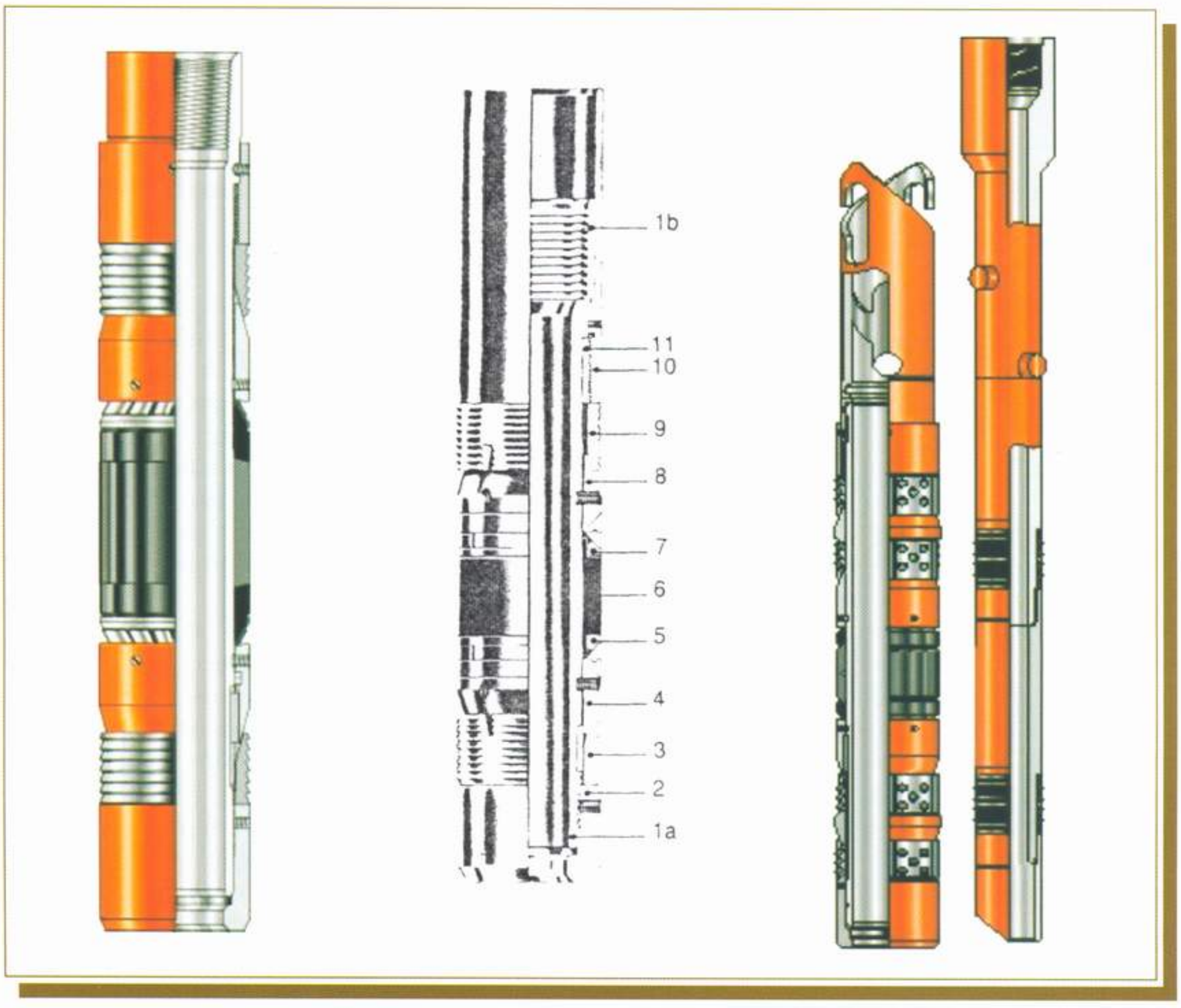


Fig.36. Permanent production packers

4.1.2. Choosing the packer

The choice of packer type depends on:

- The resistance of the packer and setting mechanism to mechanical and hydraulic stresses in the well:
- Allowable differential pressure
- Allowable compression and tension at the tubing-packer connection and casing-packer contact,
- Maximum temperature for the elastomers
- Setting and retrieval procedures
- Available accessories
- Consequences and costs in initial completion and workover operations
- The packer's reputation and the user's experience with it.

Further considerations are as follows when a packer is being chosen:

- The inside diameter of the casing
- The packer's inside through diameter
- elastomers' resistance to fluids
- Metallurgy (corrosion problems).

4.1.3. Permanent production packers

Permanent packers are also called drillable packers. The typical example of this sort of packer is Baker's 415 D permanent packer (Fig.36).

The packer consists of an inner mandrel (la), ground and polished inside, surmounted by a left-hand square thread (1b).

Outside the inner mandrel from bottom to top are:

- A bottom guide (2) screwed on the inner mandrel
- Lower anchoring slips (3) and their anchoring cone (4)
- A rubber packing element (6) with lead anti-extrusion rings (5) and (7)
- Upper anchoring slips (9) and their anchoring cone (8)
- An outer setting sleeve (10) cotterpinned to the inner mandrel (la).

A ring ratchet (11) allows the outer setting sleeve (10) to slide down in relation to the inner Mandrel (la) but prevents the reverse, thereby making the setting operation permanent.

This packer is entirely drillable; all the parts except for the packing element are made of cast iron, magnesium, lead or bronze.

It is run and set prior to running the final tubing either on the electric cable equipped with an appropriate setting tool or on a drill or tubing string with the corresponding setting tool.

4.1.3.1. Tubing - 415 D packer connection

There is a choice between the two connections described below.

A. Anchor seal assembly (Fig.37a)

An elastic thread fixes the tubing to the packer. A seal is provided by sealing elements. The assembly should comprise at least two seal stacks.

B. Locator seal assembly (Fig.37b)

This equipment has got only sealing elements and allows the tubing to slide in the packer. However, a stop guard located in place of the thread limits the downward stroke.

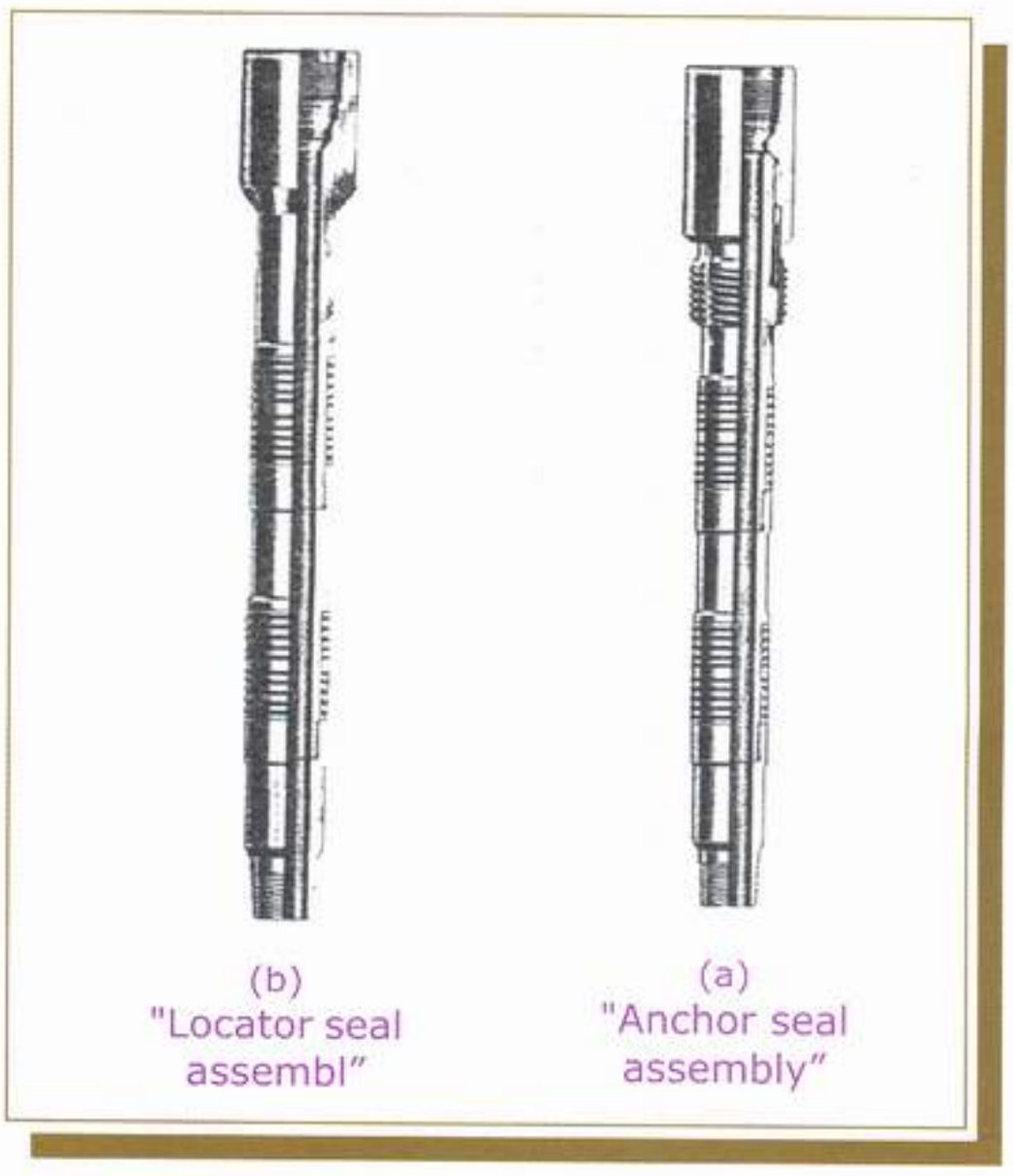


Fig.37. Tubing-packer connection

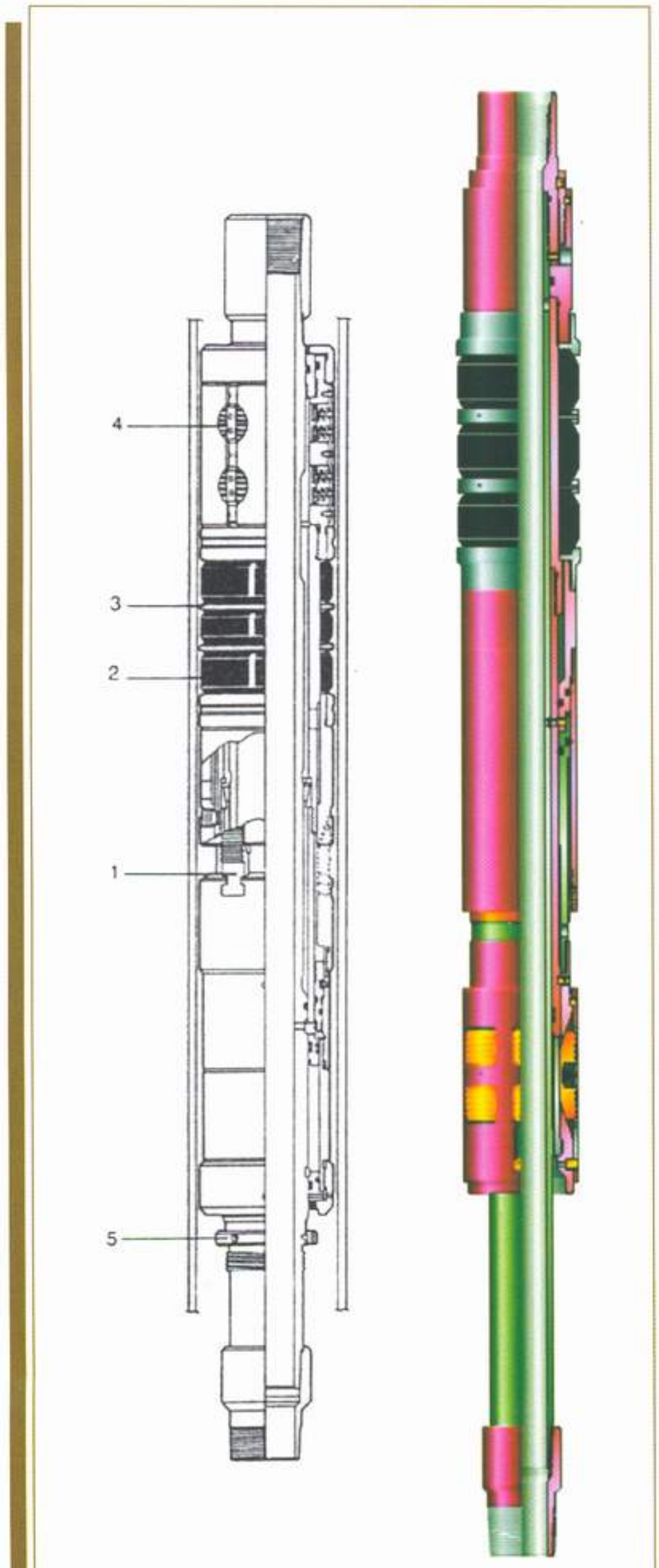


Fig.38. Hydraulic Retrievable packers

4.1.3.2. Advantages and drawbacks of permanent packers

This type of packer is simple in design and does not include complicated mechanisms. It is highly reliable and can withstand considerable mechanical strains as well as high differential pressures. It also has a range that offers the largest inside through diameter to fluid flow for a given casing diameter. It is flexible as to the possible tubing-packer connections and can be left in the well during workover operations to change production equipment.

The biggest drawback is that it can only be removed by milling or drilling out. This means that a drill string-type assembly must be used after the production wellhead has been removed and the tubing pulled out. Another point that should be emphasized is that the production tubing sealing elements eventually adhere to the packer's inner mandrel if the tubing does not move for a long period. In contrast, overly frequent movement causes premature erosion of the sealing elements.

In any case, this type of packer has no equal in deep wells and is also often used in gas-producing wells.

4.1.4. Retrievable packers

These packers are designed to be unseated and pulled out of the well simply without having to be milled out. Therefore they all have an incorporated mechanism so they can be unseated.

Depending on the model, they are hydraulically or mechanically set and all are connected to the tubing permanently. However, a disconnection joint (or divider) can be included in the tubing string above the packer.

4.1.4.1. Hydraulically set retrievable packers

These packers are set by pressurizing the production string (Fig.38). The setting slips (1) are located under the seal (2), which usually consists of three rubber packing elements. The packing elements are often of different hardness and are chosen according to setting conditions

and depth. They are separated by rings (3) that limit extrusion of the rubber. The slips keep the packer in place and prevent it from slipping downward as long as there is some "weight" on it. The use of hold down buttons (4) (friction buttons that are actuated hydraulically when the pressure under the packer is higher than the annular pressure) helps keep the packer from slipping upward.

These packers are more complicated than permanent ones, but have practically no equivalent when the aim is to set a packer directly with the final production tubing. They are relatively easy to run in deviated wells, they are available in a dual and even triple version for multiple string completions. It is also possible to set several at the same time in the well. Finally, i1 should be noted that they are theoretically easy to unseat and retrieve. Once they have been pulled out, they can be reconditioned and reused.

However, the integrated hydraulic setting and unseating system is expensive in terms of space and accordingly limits the through diameter available for the fluid in a given casing. Selling requires a plug and a landing nipple under the packer or a ball dropped on a retractable seat. The plug may get stuck or the ball seat may refuse to retract. Lastly, it is not designed or manufactured of materials that are readily milled. Consequently, drilling out a packer of this type that has gotten stuck in the well can be extremely costly in terms of time, money and tools.

Retrievable hydraulic packers are available in the dual version (Fig.39). The setting and retrieving procedures are similar to those described above. Depending on the model chosen, they are set by increasing pressure in the short string or in the long string. The packers are unseated by pulling on the long string.

Fig.39. Dual Completion Retrievable Packer

Fig 40. Mechanically set retrievable packers

Fig.41. Types of mechanical packers

4.1.4.2. Mechanically set retrievable packers

These packers are seldom used in permanent production strings (Fig. 40). In contrast they are perfect for temporary stimulation, cementing and testing strings. This is because they can be reset immediately without having to be pulled out and because they are simple to retrieve. Generally speaking, these packers are set by compression, tension or rotating the string. They are equipped with friction pads to release and actuate the slips by rotating 90° in a J slot. Unseating them is very easy, usually by using the reverse of the setting procedure.
Mechanically set retrievable packers are classified into retrievable tension Packer and retrievable compression Packer (Fig.41).

4.2. Liner Hanger

Device used to attach or hang liners from the internal wall of a previous casing string. Liner hangers are available in a range of sizes and specifications to suit a variety of completion conditions. Liner hangers are classified into hydraulic and mechanical liner hanger that each of them is classified into single cone and tandem cone.

4.2.1. Hydraulic Liner Hangers

Hydraulic liner hangers set liners in casing by pressurizing the work string to set the slips. Work string manipulation need not be considered for setting operations.

Fig.42. Types of Hydraulic Liner Hanger

They are available in single and tandem cone configurations. Single cone hangers are suitable for general purpose applications. However, tandem cone hangers provide extra hanging capacity for long heavy wall liners.

When cementing liners, cement bond can be enhanced by rotating the liner during cementing. Liner rotation can be accomplished using a rotating hydraulic hanger (type RTH or RGH). These hangers incorporate bearings that enable liner rotation after setting. Some types of Hydraulic Line Hangers are shown in figure 42.

4.2.2. Mechanical Liner Hangers

Mechanical liner hangers set liners in casing by rotating and / or raising and lowering the work string to set the slips of the hanger.

They are available in single and tandem cone configurations. Single cone hangers are suitable for general purpose applications. However, tandem cone hangers provide extra hanging capacity for long heavy wall liners.

When cementing liners, cement bond can be enhanced by rotating and reciprocating the liner during cementing. Liner manipulation can be

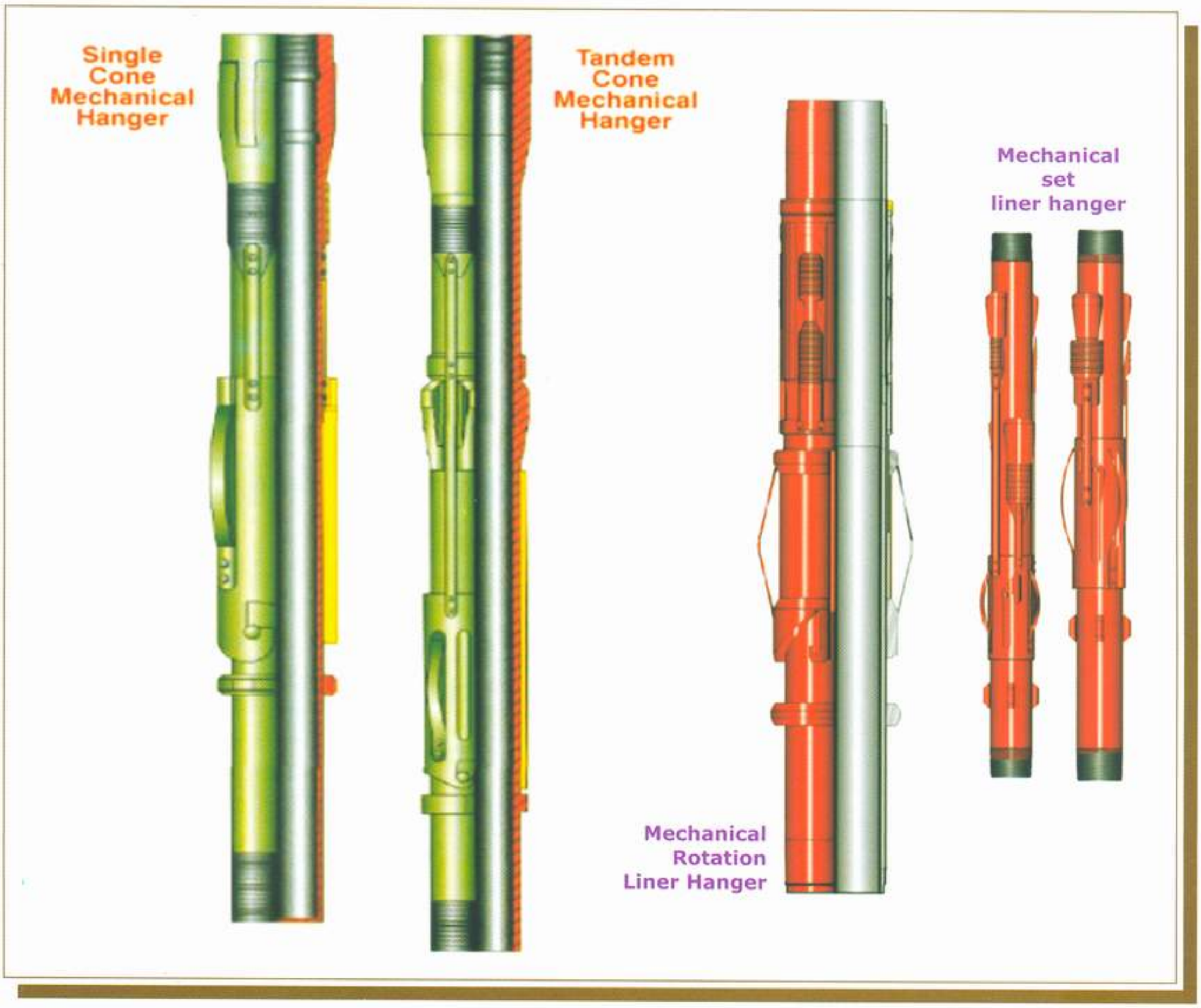


Fig.43. Types of Mechanical Liner Hanger

on the slick line, the sleeve (1) is shifted so as to open or close the ports (2) machined in the body of the valve (3) (see Section 5.2.1 about the wire-line string and the required surface equipment). Special machining of the body allows "spring" fingers (4) to lock the sleeve in the required position.

The cross sectional area of the ports is larger than the cross-section of the tubing and as a result, relatively high fluid flow rates can be contemplated, without running the risk of systematically eroding the valve. In contrast, the seals (5) and (6) must be expected to deteriorate after the sliding sleeve has been shifted a certain number of times. This causes leakage especially in the presence of gases or sediments. Accordingly, it is absolutely not recommended to operate the sliding sleeve except for initial completion or workover.

4-4- Landing nipples

In order to meet measurement requirements, facilitate equipment installation or perform other safety functions, the tubing is equipped with special pieces of equipment, called landing nipples, where mechanical tools can be seated, usually by wireline (Fig.46).The basic requirements are to:

- pressure test all or part of the tubing
- test the tightness of the circulating device
- Pressure up the tubing to set a hydraulic packer
- isolate the tubing from formation pressure
- Leave pressure and / or temperature measurement instruments in the well temporarily, if possible without interfering too much with the well's production conditions.

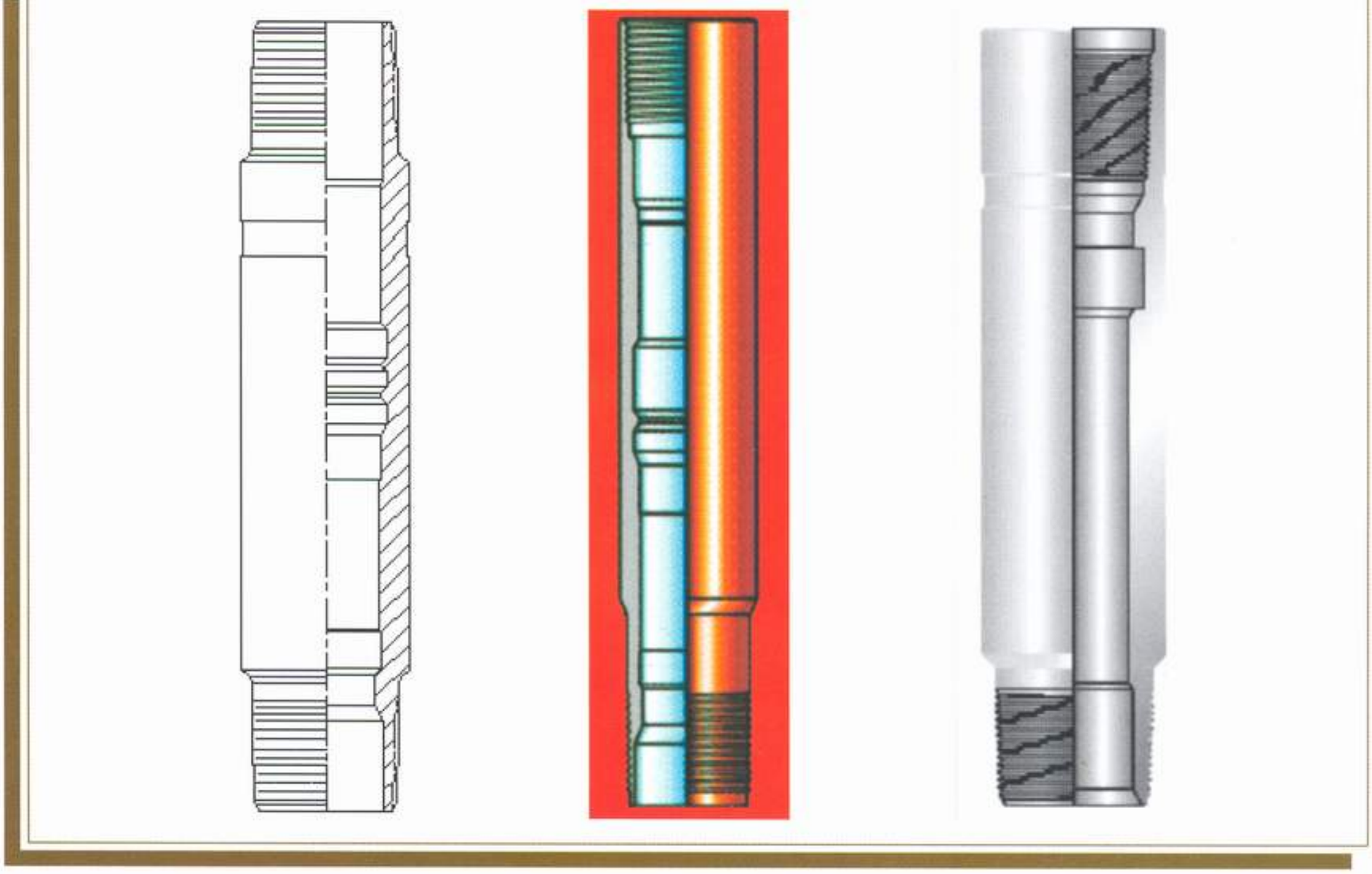


Fig.46. Landing Nipple

A number of tools are available to fulfill any one of these functions. They are usually screwed on under a mandrel (or a lock mandrel) that keeps them in place in the landing nipple.

During completion, the location, number and type of landing nipples in the well must be given very careful consideration and chosen according to:

- Any operations that may be performed in the well at a later date
- The loss of inside through diameter due to the landing nipple, especially for the tools that have to be run deeper into the well.

Generally speaking, it is advisable to limit the number of landing nipples to a strict minimum. In most cases two or three will be enough.

Several types of landing nipples exist on the market, but they all have at least two points in common:

- A locking groove allowing the tool to be mechanically locked in the landing nipple if need be, in which case the mandrel is equipped with a lock.
- A seal bore where the seal is made between the landing nipple and the tool if need be by means of V packing type seals mounted on the mandrel. It should be noted that the diameter of this seal bore serves as a reference diameter for the landing nipple under the term nominal diameter, expressed in decimals limited to hundredths of an inch (for example 2.81" for 2.812" in reality). In order to be able to set the corresponding tool in this landing nipple without the tool getting stuck in the tubing while it is being run in and without the seals being overly damaged, the nominal diameter of the nipple must at least be smaller than the drift of the tubing.

Although manufacturers supply landing nipples whose nominal diameter is standardized with respect to tubing, nipple as well as lock profiles are, however, particular to each company. In other words, the type of nipple and its brand name often condition which tools can be set in it and vice versa unless adapters are used.

There are, however, two main categories of landing nipples that we will call "full bore" and "bottom no-go":

- Full bore landing nipples are characterized by a through diameter that is equal to the nominal diameter of the landing nipple, i.e. of its seal bore. It should be noted though, that these landing nipples cause a restriction with respect to the tubing inside diameter as such (remember that the nominal diameter of a landing nipple must be at least smaller than the drift of the tubing).

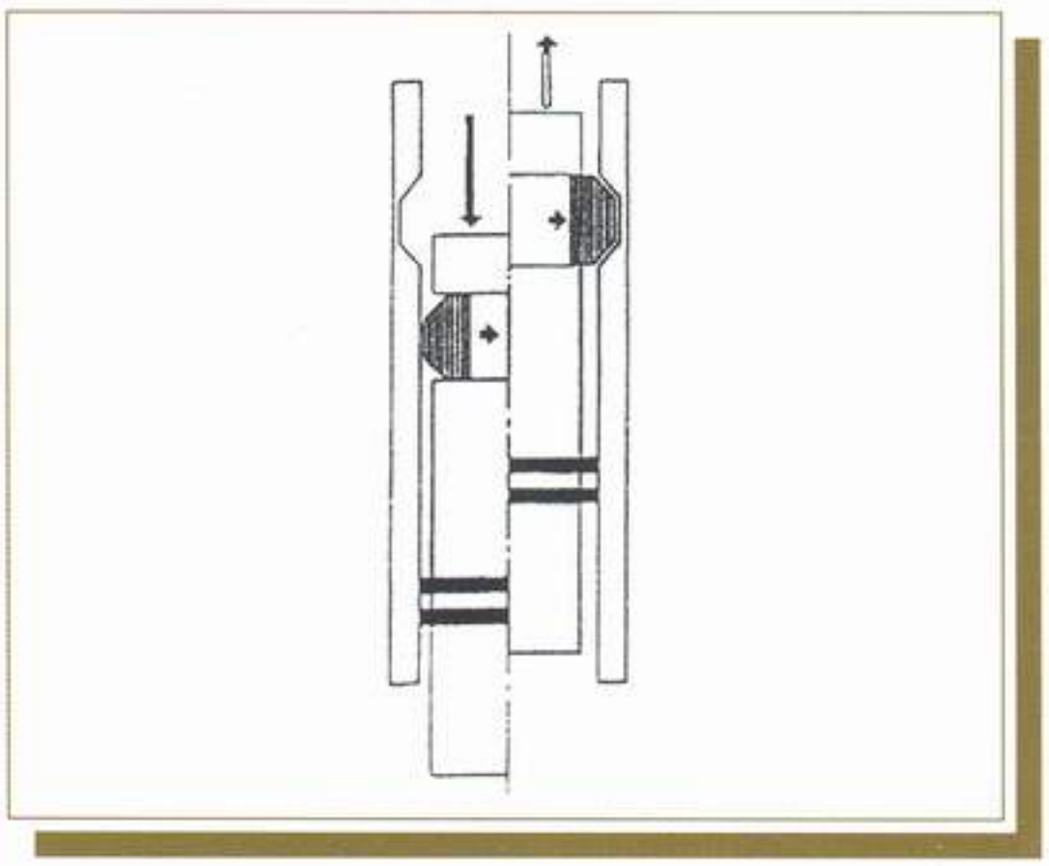


Fig.47. Full bore simple landing nipples

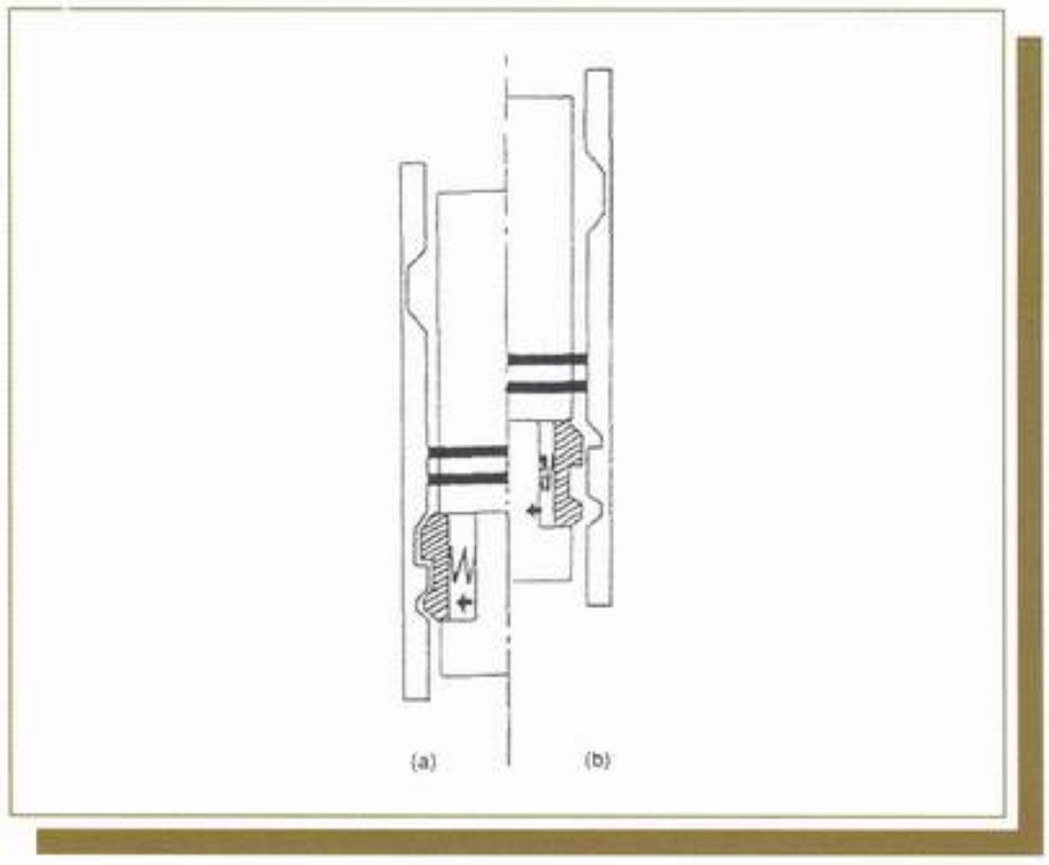


Fig.48. Full bore selective landing nipples

In this category there are the following:

- Full bore simple, often called only full bore
- Full bore selective, often called only selective
- Full bore top no-go, often called only top no-go.
- Bottom no-go landing nipples are often called only no-go and are characterized by a through diameter that is smaller than the nominal diameter of the seal bore: a shoulder causes a restriction at the lower end.

Among the products available on the market, French companies commonly use those by Baker and Otis, and to a lesser degree those by AVA and Cameo.

4.4.1. Full bore landing nipples

4.4.1.1. Full bore simple landing nipples

These landing nipples have only got a locking groove and a seal bore, they do not restrict fluid flow other than by their nominal diameter (Fig.47). As a result, as many of them as needed of the same nominal diameter can theoretically be placed in a well. In practice, the number is limited to four landing nipples of the same nominal diameter in order to allow for possible damage to the mandrel packings when they pass through the landing nipples above the target landing nipple.

The equipment is run with a running tool that keeps the locking dogs on the mandrel retracted so as not to impede running (the same holds true for retrieving it). The equipment can therefore pass the other landing nipple(s) of the same nominal diameter located above the target and the mandrel can also be termed full bore by extension.

4.4.1.2. Full bore selective landing nipples

In addition to the features of the preceding type of landing nipple, it has a selection profile. Seven different inside profiles (or "key profiles") are available and are indicated by a number of circles from one to seven engraved on the outside of the landing nipple. Selectivity is achieved by choosing the right selection key profile on the mandrel corresponding to the inside profile of the landing nipple where the tool is to fit (Fig.48a).

4.4.1.3. Full bore top no-go landing nipples

The upper part of these landing nipples is oversize in comparison with the seal bore (Fig.49). This configuration allows a mandrel with a no-go ring of a diameter larger than that of the landing nipple's seal bore above its packing section to stop in this landing nipple. The mandrel is then termed top no-go and by extension the landing nipple is also often called top no-go.

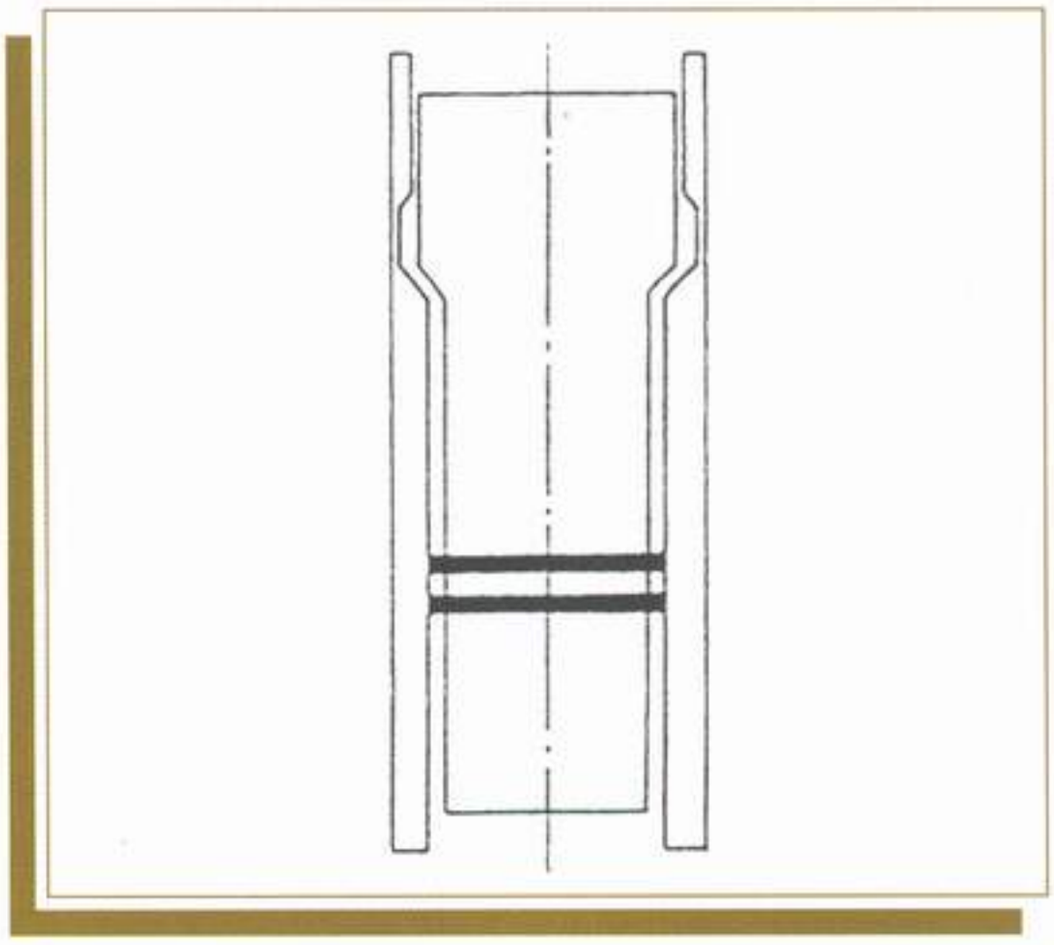


Fig.49. Full bore top no-go landing nipples

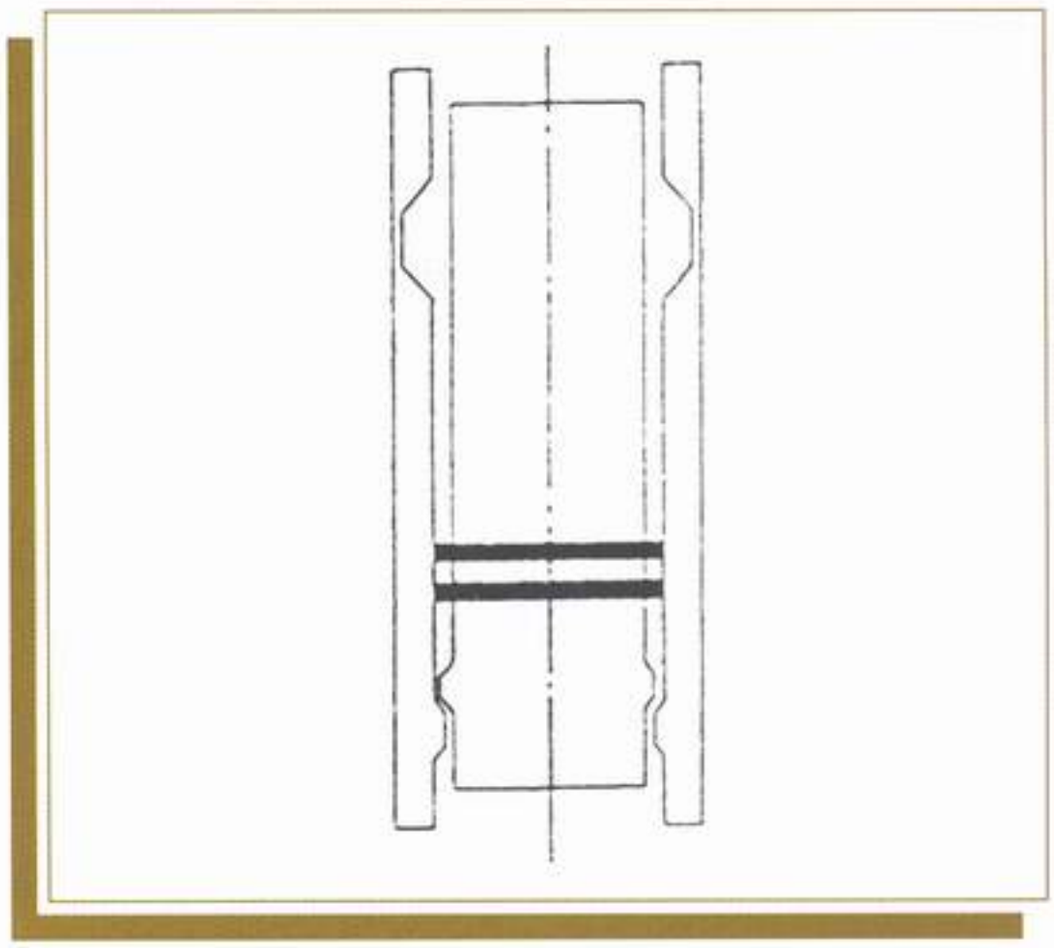
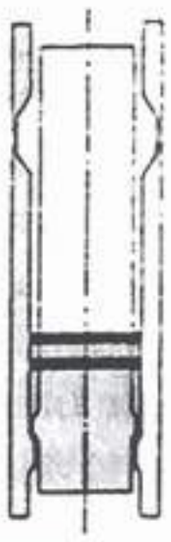


Fig.50. Bottom no-go landing nipples

Table5. Landing Nipples Summery Table

CATEGORY		TYPE	MEANS OF SELECTION
FULL BORE	SIMPLE	 **Full bore simple** Otis type X, R* Camco type W *also on Otis SSD type XO, XA, RO, RA	Running tool actuates locking dogs when **pulling upward** on mandrel Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter
	SELECTIVE	 **Full bore selective** Otis type S, T BE CAREFUL to install them in the right order: 7 ↑ 1	**Selection key** on the **mandrel** fits into the **selection** profile of the **landing nipple** Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter
	TOP NO-GO	 **Full bore top no-go** Baker type F** Camco type D, DB AVA type SEL ** also on Baker SS type L	a) **Top no-go ring** on **mandrel** is over-size compared to the landing nipple's nominal diameter Maximum mandrel diameter: > landing nipple nominal diameter *Be careful that:* *top no-go mandrel diameter:* *< tubing drift diameter* b) Or same as for full bore simple
BOTTOM NO-GO		 **Bottom no-go** Baker type R Otis type N, XN Camco type DN AVA type BNG **Landing nipple bottom no-go diameter:** **< landing nipple nominal diameter**	**Landing nipple (and Mandrel)** with a **bottom no-go ring** Maximum mandrel diameter: < landing nipple nominal diameter > landing nipple bottom no-go diameter

4.4.2. Bottom no-go landing nipples

These landing nipples feature a machined in shoulder at the base of the seal bore (Fig50). The shoulder is called a bottom no-go and the corresponding mandrel is stopped by it. The mandrel diameter is smaller than, but very close to, that of the seal bore. Because of this and so that there is good contact and the mandrel is prevented from sticking, there is an appropriate profile machined out below the packing section. Because of the type of landing nipple it fits into, the mandrel is usually called bottom no-go or even sometimes non-selective. As for the top no-go mandrel, the bottom no-go can include a system of locking dogs that lock the mandrel upward.

Table5 summarizes the main types of landing nipples supplied by manufacturers along with the relevant operating features for each of thetwo basic categories: full bore and bottom no-go.

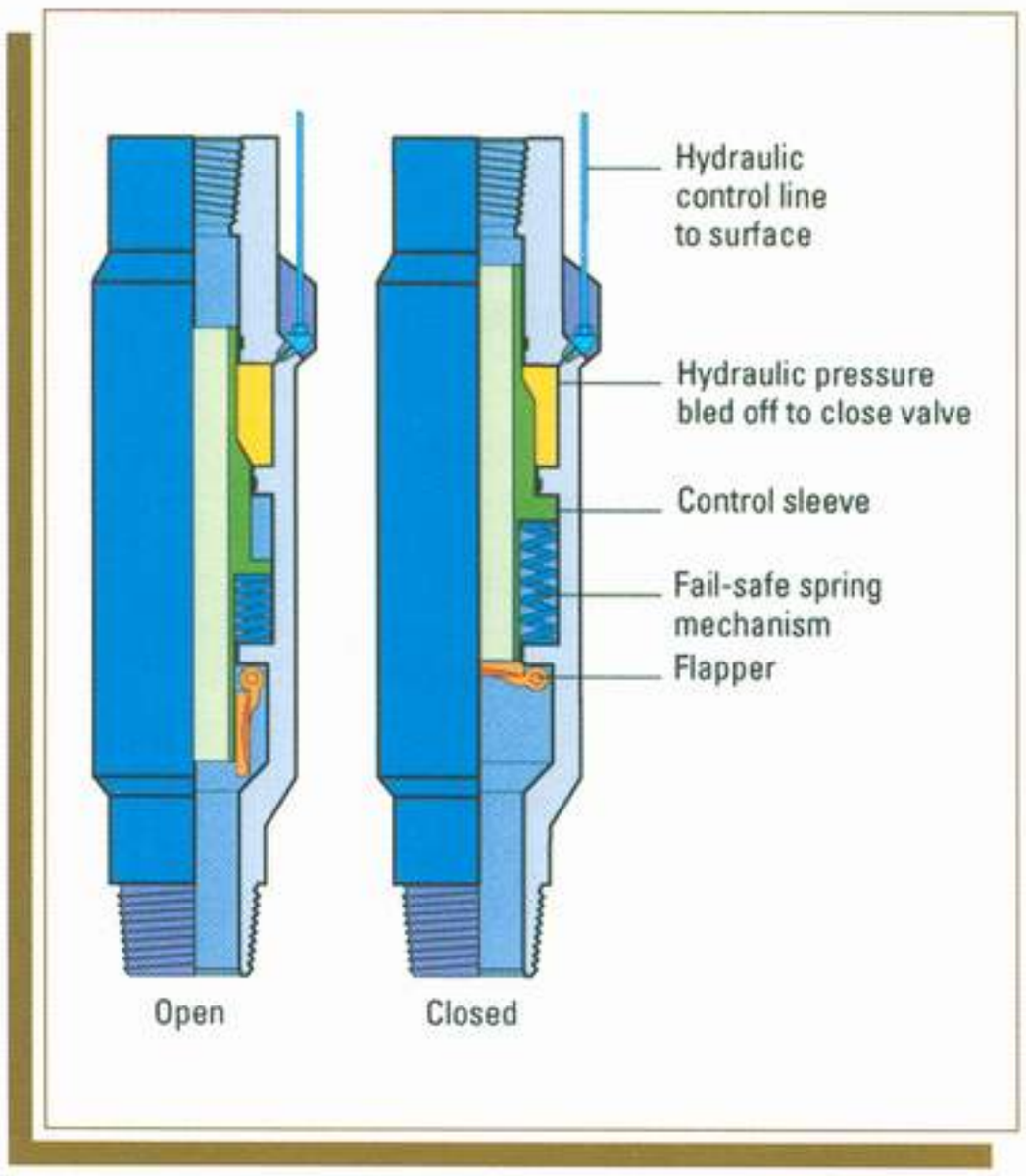


Fig.51. Subsurface Safety Valve

4.5. Subsurface Safety Valves

Depending on the environment and on the type and pressure of the produced effluent, it may be necessary to place a Subsurface Safety Valve, SSSV, inside the well itself. It supplements the one(s) on the wellhead if it/they should happen to be out of order (valve failure, wellhead torn off, etc.).

4.5.1. Subsurface Controlled Subsurface Safety Valves (SSCSV)

These valves that were often called storm chokes are now termed SSCSV (Subsurface Controlled subsurface Safety Valves). They are set and retrieved by wireline. They close the well following a modification in flow conditions where they are located:

- Either when the ambient flow rate increases (and so the pressure loss across the valve also increases), or
- When there is a pressure drop opposite the valve.

The major manufacturers of this type of valve are Otis, Baker and Cameo.

4.5.1.1. Pressure differential safety valves

These valves are designated as "pressure differential valves" or "velocity safety valves" in catalogs and are normally open (Fig.52). A choke incorporated in the valve causes a pressure loss when flowing and this tends to close the valve. A return spring tends to keep the valve open. If the flow rate increases excessively, the supplementary pressure loss that is created induces a closing force that is greater than that of the return spring and the valve closes.

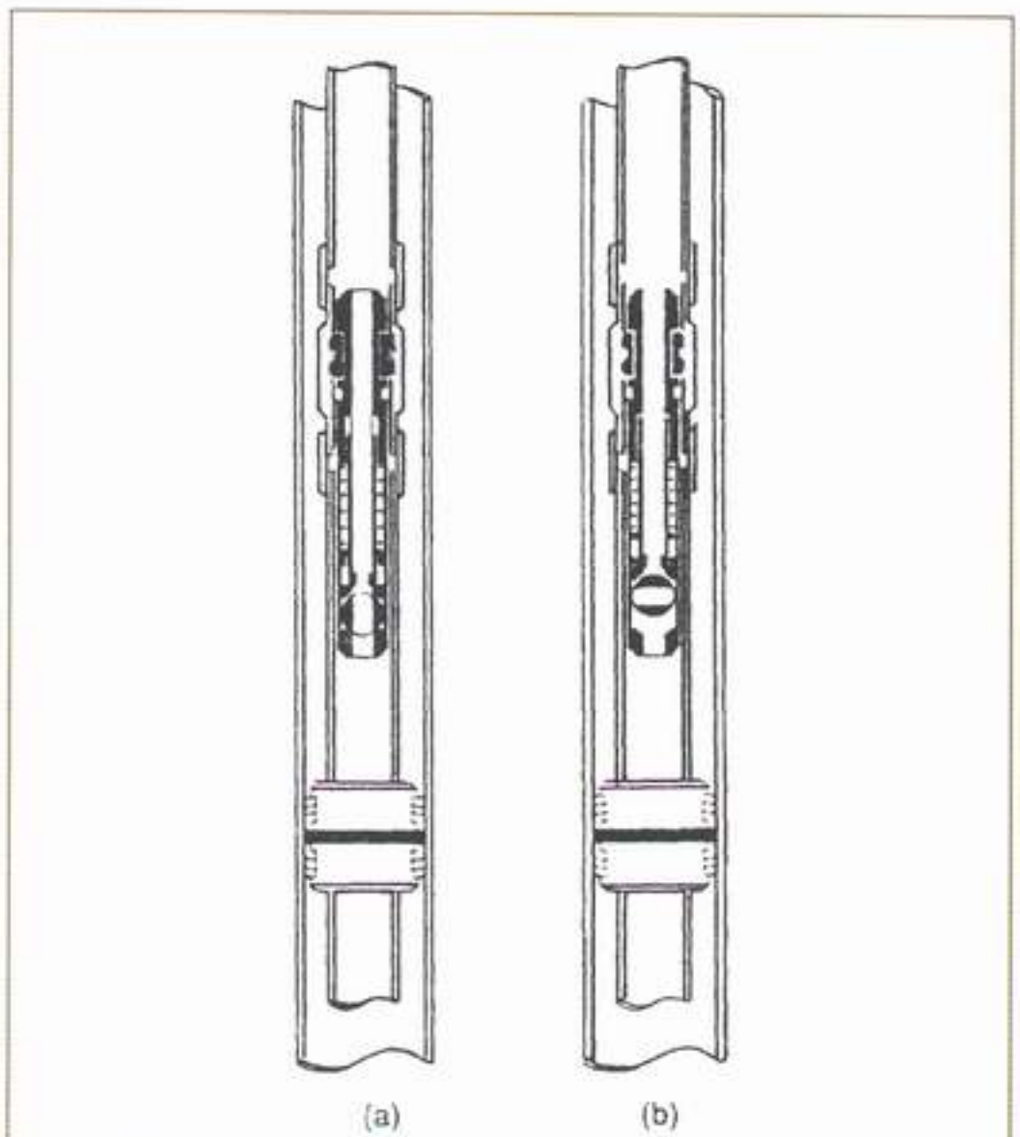


Fig.52. Pressure differential safety valves

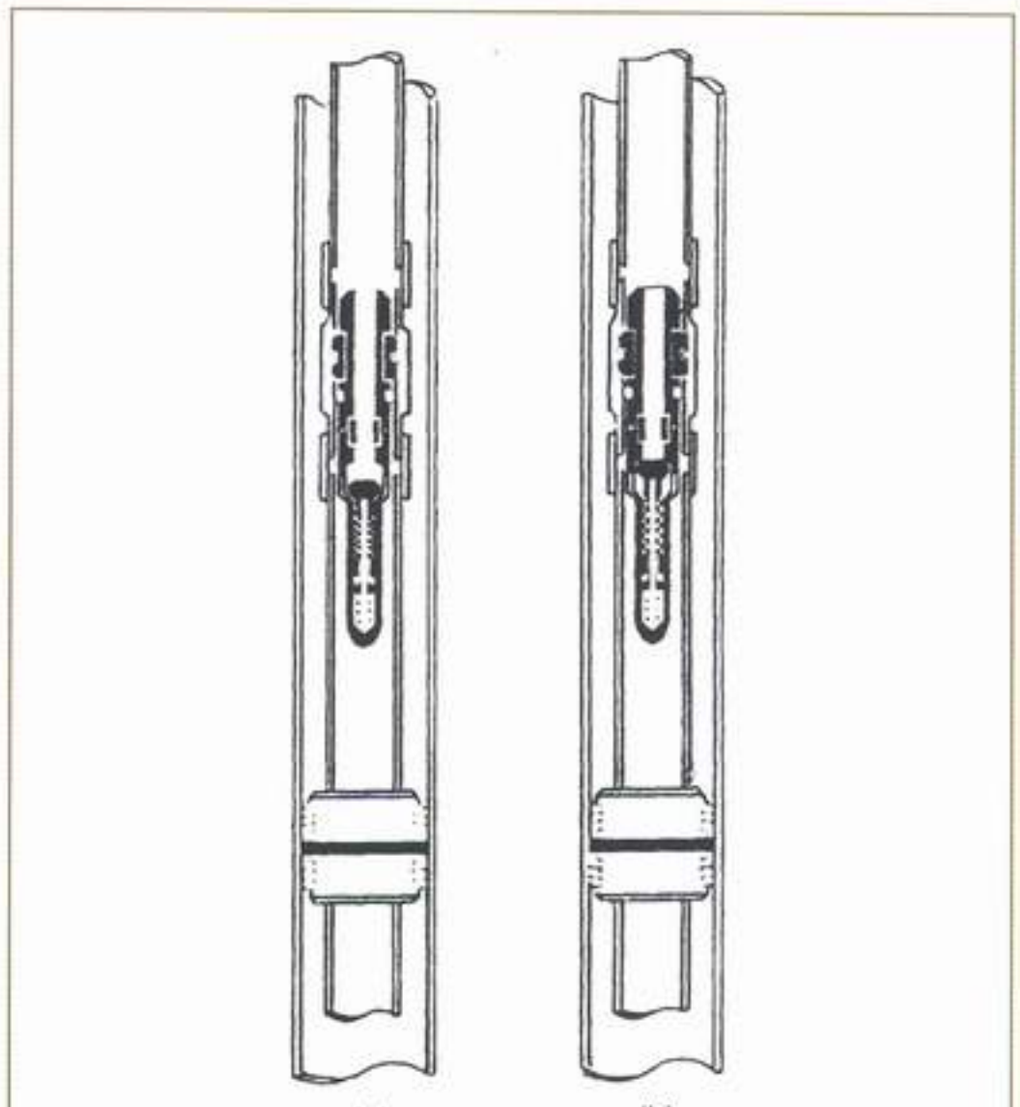


Fig.53. Pressure operated safety valves

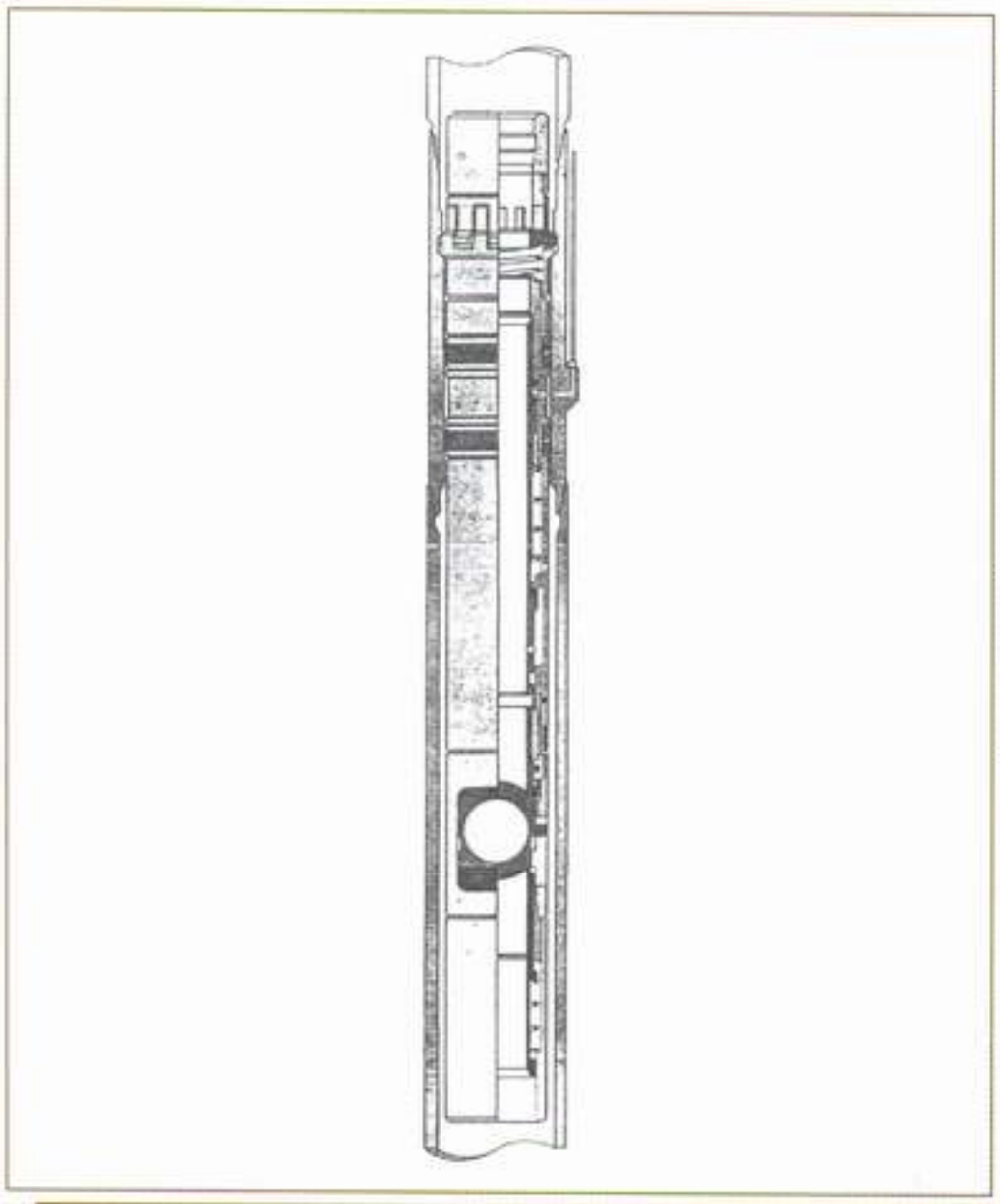


Fig.54. Wireline Retrievable safety valves

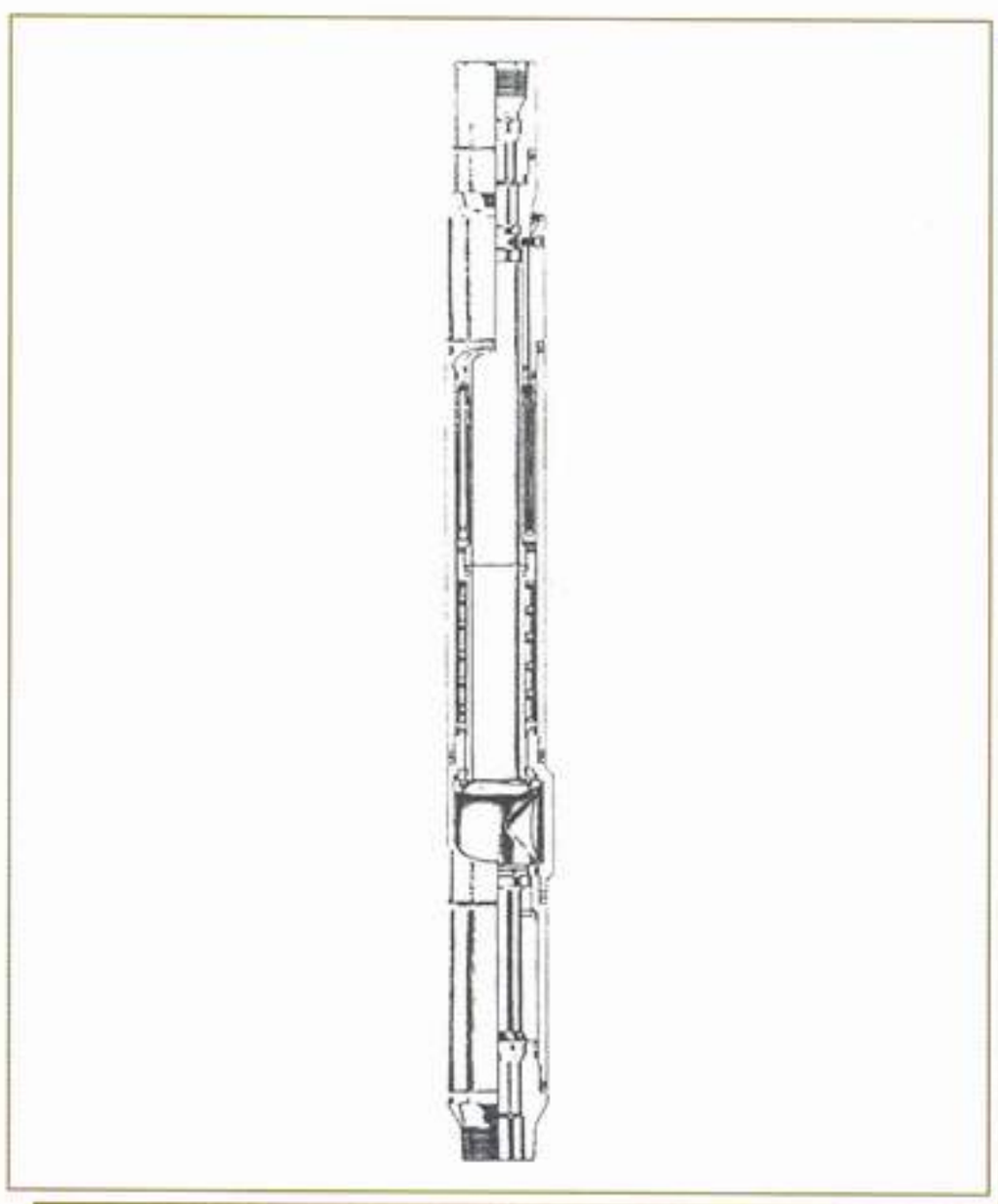


Fig.55. Tubing Retrievable safety valves

4.5.1.2 Pressure operated safety valves

These valves are also known by the term "ambient safety valves" (Fig.53). The closing mechanism is controlled by a return spring and a gas chamber, and the pressure in the well acts to keep the valve open. It is designed to be normally closed.

4.5.2. Surface Controlled Subsurface Safety Valves (SCSSV)

The SCSSVs (Surface Controlled Subsurface Safety Valves), of the fail safe type, are controlled from the surface by hydraulic Pressure in the control line and are normally closed (i.e. closed when no pressure is applied in the control line). The control pressure acts on a jack which pushes a sleeve back thereby opening the valve. Ac the same time it compresses a powerful return spring. As long as the control pressure is kept at the set operating value, the valve remains open. However, if it falls below a certain threshold then the valve will close automatically solely under the effect of the return spring.

4.5.2.1 Wireline Retrievable safety valves (WLR)

The valve is attached to a mandrel that has been modified in order to transmit the control fluid pressure to the valve's jack (Fig.54). Setting the valve and its mandrel in the landing nipple is a tricky job, and positioning and locking it in the landing nipple are crucial. If this is not done properly it may be ejected and rise up to the wellhead the first time it is closed.

4.5.2.2 Tubing Retrievable safety valves (TR)

It is advisable to avoid restricting the through diameter in wells with substantial productionraces. Additionally, for gas wells especially, this restriction near the surface coincides with a zone where pressure and temperature conditions may be favorable to hydrate formation. This type of Well is therefore preferably equipped with tubing retrievable safety valves that provide an inside through diameter the same as that of the tubing (Fig.55). The production String must. However, be pulled out in order to change the valve.

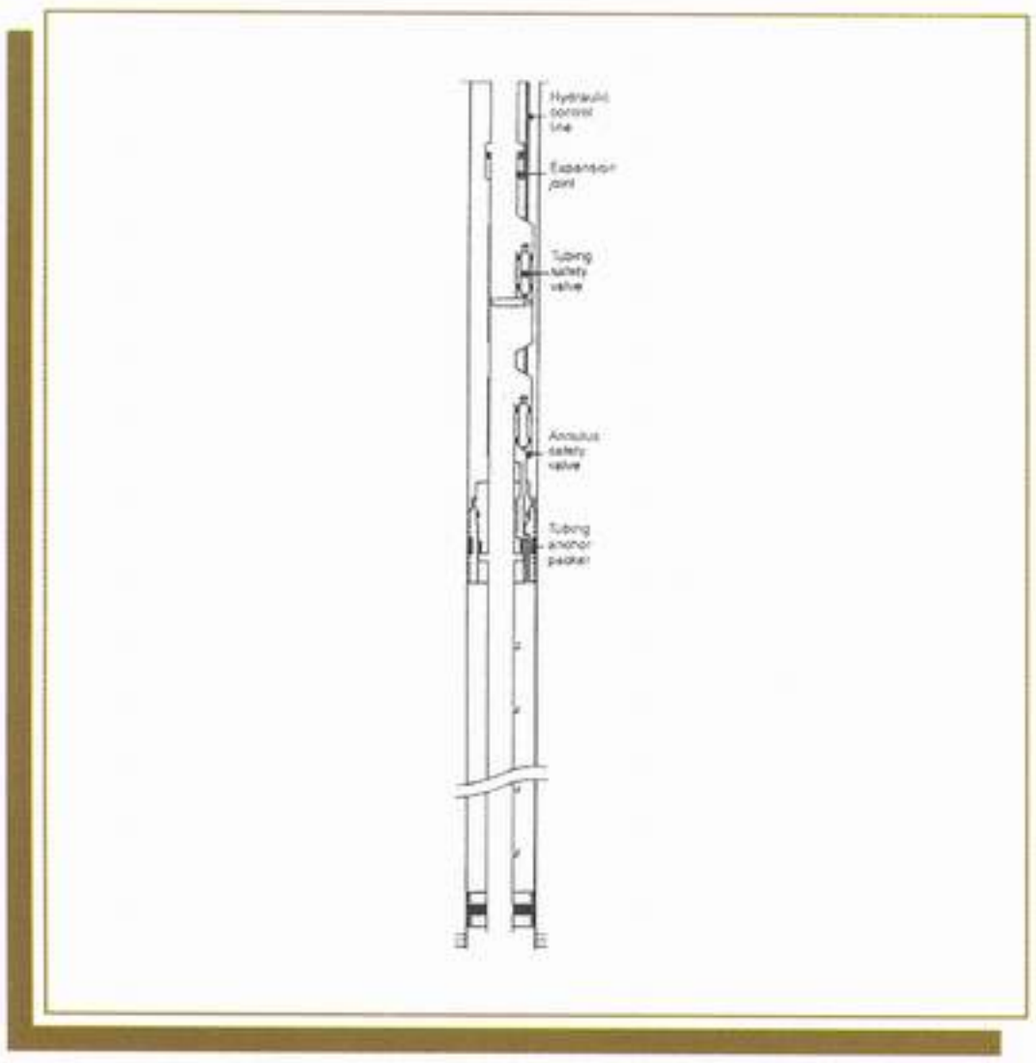


Fig.56. Combination safety valves

Fig.57. Subsurface tubing-annulus safety valves

4.5.2.3 Combination safety valves

Valves that are screwed onto the tubing have an inside cross-sectional area that is compatible with that of the tubing, but require a workover operation when they need to be replaced. Meanwhile- wireline retrievable valves are readily pulled out, but cause a decrease in inside through diameter. A surface controlled subsurface safety valve can be found on the market today that offers approximately the same advantages as both the tubing valve and the wireline retrievable valve (Fig.56).

4.5.2.4 Subsurface tubing-annulus safety valves

This system is used in gas lifted production wells, mainly offshore and consists of two valves, one for the tubing and the other for the annulus. Both tubing and annulus can be opened or closed. It requires setting a second packer in the upper part of the well at the same depth as the safety valve (Fig.57).

4-6-Blast Joint

A section of heavy walled tubing that is placed across any perforated interval through which the production tubing must pass, such as may be required in multiple zone completions. In addition to being heavier than normal completion components, the wall of a blast joint is often treated to resist the jetting action that may result in the proximity of the perforations.It is shown in Fig.58.

The Blast joint is made of the highest grade alloy tubing, stress-relieved and heat treated to 30-36 RC for maximum strength and durability. A heat-treat of 22 RC max. is also available for H2S service.

4.7. Flow Coupling

A relatively short, heavy-walled completion component installed in areas where turbulence is anticipated. The additional wall thickness prevents early failures due to erosion in the turbulent flow area. Flow couplings are typically installed above and below completion components, such as landing nipples that may affect the flow. It is shown in Fig.59.

This part is made of low alloy steels depending on type and service condition. For example flow coupling manufactured in Weatherford Company is made of:

B1 819-20	4140 steel heat treated to 30-36 RC
B1 819-25	4140 steel heat treated to 18-22 RC
B1 819-26	9Cr1Mo heat treated to 18-22 RC

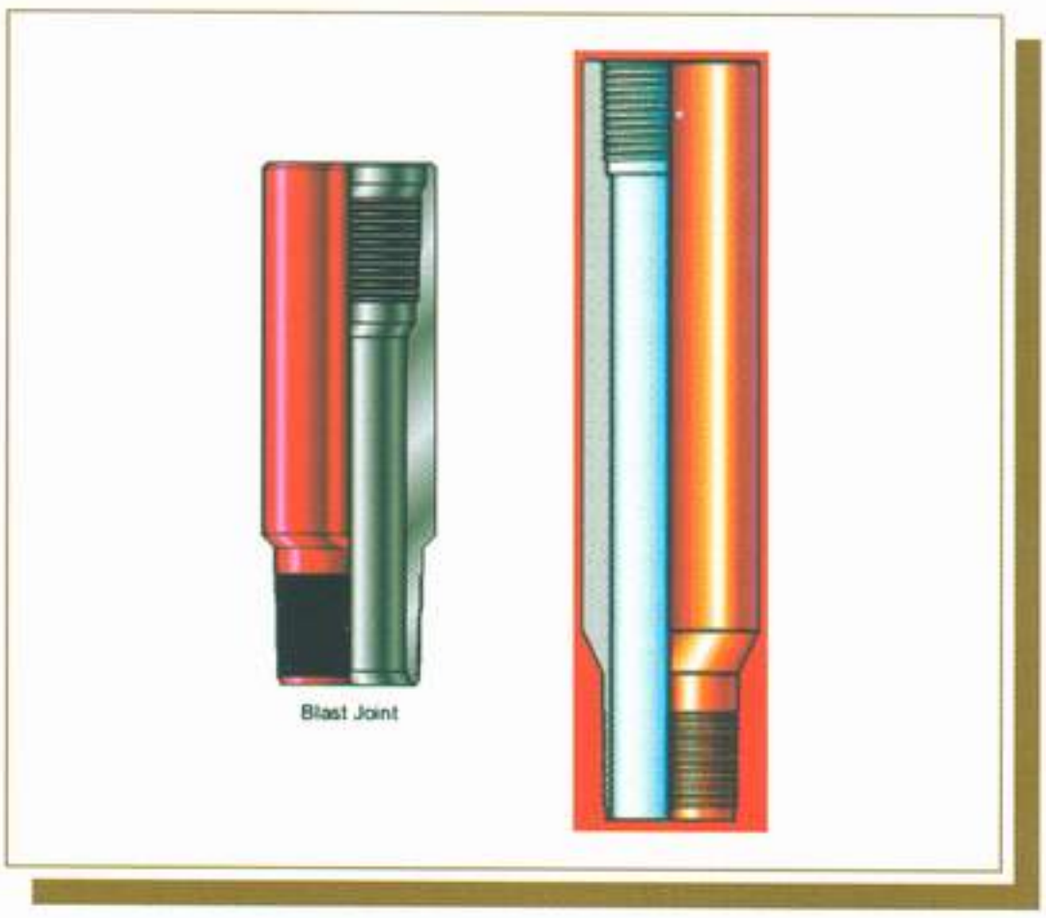


Fig.58. Blast joint

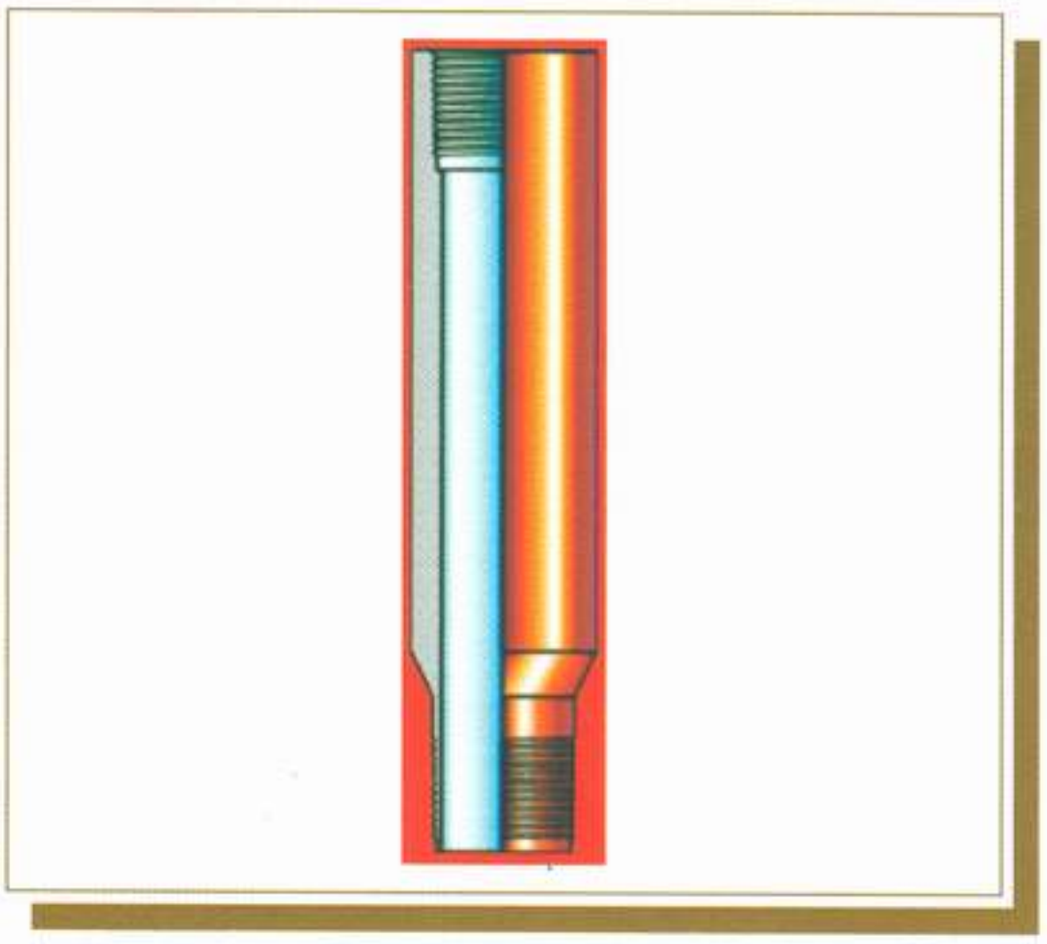


Fig.59. Flow Coupling

5 - MANUFACTURERS OF DOWN HOLE EQUIPMENTS

NAME	PRODUCTS	ADDRESS
Baker oil tools	Drill collar& pipe Fishing Tools Liner hanger, Subsurface safety valves. Landing Nipple, Packer, Sliding sleeve	**Emmott Road Huston, Texas, U.S.A** Tel:713 466-1322 Fax:713466-2502 **Website:** www.bakeroiltools.com **Email:** info@bakeroiltools.com
Smith services	Reamers & stabilizers, Rotary kellys, tubular products & accessories, Jar & impact tools, cementing manifolds, plugs & accessories Liner hanger, packer, Landing Nipple, fishing tools	**Houston,Texas,U.S.A** **E Mail:**info@smith.com **Website:**www.Smith.com
Weatherford (completion and production systems)	Downhole Completion Tools, Packers, Flow Control Systems	**E Mail:** WCS@Weatherford.com **Website:** www.weatherford.com
Weatherford (Drilling And Well Services)	Downhole Drilling Tools, Fishing services, Liner Hanger, Pipeline	**E Mail:**dis@Weatherford.com **Website:** www.weatherford.com
Proficient oil tools	Packer, tubing expansion joints, completion equipment, flow control accessories, wire line tools, Running pulling accessories, flow coupling	**Calgary, Alberta, Canada** Phone:(403) 255-4070 Fax:(403) 255-4105 **Website:** www. Proficientoiltools. Com **E Mail:** saleas@potl.ca
Geogem	Milling Tools, junk Mill...	**UK** Tel:01745 815315 Fax:01745 815495 **Website:** WWW. Geogem.co.uk **E Mail:** sales@geogem.com
Drillstar	Fishing Tools: Junk mills, pilot mills, section mills & subs..	**France** Tel:00 33 5 59 13 01 00 Fax:00 33 5 59 62 19 93 **Website:** www.drillstar- industries.com

NAME	PRODUCTS	ADDRESS
Variperm Canada limited	Sand control products service tool, liner hanger, Packer, Fishing equipment	**Calgary, Alberta, Canada** Tel:(403) 250- sand (7263) Fax:(403) 250-9695 **Email:** billcummings @ variperm. Com **Website:** www.variperm.com
Wenzel Downhole Tools	Drilling Tools: Bits, Hole opener, Crossover sub, Hydraulic and Mechanical jar	**Texas, U.S.A** Tel:(936) 441-1480 Fax:(936) 756-5335 **Website:** www. Downhole.com
E.D oil tools	Liner hanger, Anchor seal. Landing Nipple, Packer	**Vechta/ Germany** Tel:+49 (0)4441/7935+7943 Fax:+49 (0)4441/7937 **Website:** www.ed-oiltools.de **Email:** info@ed-oiltools.de
D & L oil tools	Downhole equipment, Packer oil field tools, completion equipment, tubing anchors, Liner hanger	**S.49th W.Ave Tulsa, ok** Tel:(800) 441-3504 (800) 587-3504 Fax:(918) 582-5192 **Website:** http:// dlmfg.com **Email:** Sales @ dlmfg.com
Flowlink Engineering	Tubular accessories, PUP joints, flow coupling, Blast crossover subs	**TUAS Avenue 4 , Singapore**
Cavo	Drilling motors	**Houston, Texas U.S.A** Tel: 281- 445-1188 Fax: 281- 448-7309 **Website:** www. Cavodm. Com
Parveen	Fishing & Down hole Tools: Junk mill, Basket sub, Tape Tap, Wash over assembly, Drilling Tools, Drill Collar, Stabilizers	**INDIA** Tel:27 855468 Fax:91-11-27857612 **Website:** www. Parveenoilfield. Com
Slimdril international	Downhole motors	**Houston, Texas, U.S.A.** Tel:(281) 391-5800 Fax:(281) 391-7595
Gotco	Milling and washover Equipments; Pilot Mill, Taper Mill, basket Mill...	**U.S.A** Tel:(281) 376-3784 Fax:(281) 376-1614 **Website:** www.Gotco-usa.com **Email:** tvime @ emirates. Net.ac
INROCK	Reamers & Hole Opener Crossover sub, swivel...	**U.S.A** Tel:(713)690.5600 **Website:** www.Inrock.com **Email:**jmiller @ inrock. Com