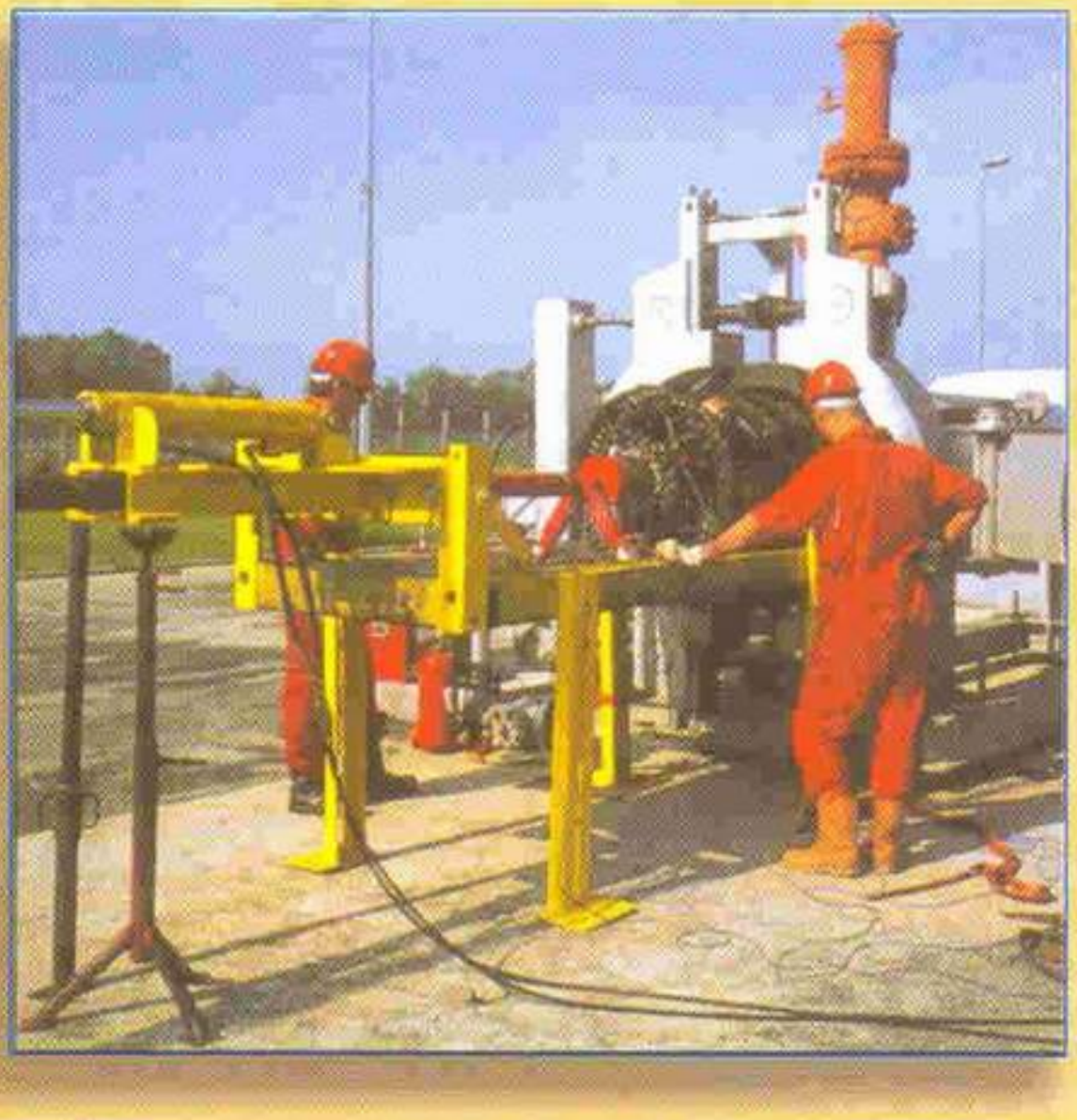
صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

شرکت ملی نفت ایران

شرکت پشتیبانی ساخت و تهیه کالای نفت تهران



آشنایی با فناوری بازرسی خطوط لوله

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 فناوری بازرسی خطوط لوله

مقدمه ۵
عیوب موجود در لوله ۵
توپک هوشمند(Pig) و انواع آن ۶
توپکهای پاکسازی (Cleaning Pigs) ۶
توپکهای تشخیص هندسی (Geo Pig) ۷
توپکهای شناسایی عیوب ۸
روش MFL ۸
روش UT ۱۲
تشریح سیستم GeoPIG ۱۴
سیستم‌های جانبی توپک هوشمند ۱۶
مشخصات فنی سیستم عیب یاب هوشمند ۱۷
تحلیل بازار مصرف در سالهای اخیرو افق آینده ۱۹
برخی از سازندگان پیگ ۲۰

مقدمه

عملیات ارزیابی خطوط لوله مستلزم داشتن اطمینان کافی از وضعیت هندسی و ابعاد داخل لوله است چرا که در حین عملیات تورفتگی یا دو پهن شدن لوله و یا خرابی های دیگر بطور طبیعی ممکن است منجر به گیر کردن و یا گم شدن پیگ در لوله شود و این امر در صنعت نفت و گاز باعث قطع جریان در لوله ها شده و کل فرآیند انتقال را مختل می کند و برای مدیران و کارشناسان صنعت نفت و گاز به هیچ وجه این گونه اتفاقات قابل قبول و تحمل نیست و به همین خاطر مجریان عملیات ارزیابی خطوط لوله ضرورتاً با ابزار کمکی اطمینان کافی برای خود و مدیران صنعت نفت و گاز در خصوص عدم وقوع چنین اتفاقاتی ایجاد می کنند که مهمترین این ابزارها Geopig است که پس از عملیات تمیزکاری لوله (توسط پیگ های تمیزکاری) با فرستادن آن مشخصات هندسی درون لوله استخراج می‌شود.

در این مجموعه ابتدا برخی عیوب موجود در لوله توضیح داده می‌شود و سپس به توضیح در مورد صنعت پیگ رانی و تکنولوژی ساخت پیگ و مواردی از این قبیل پرداخته می‌شود.

عیوب موجود در لوله

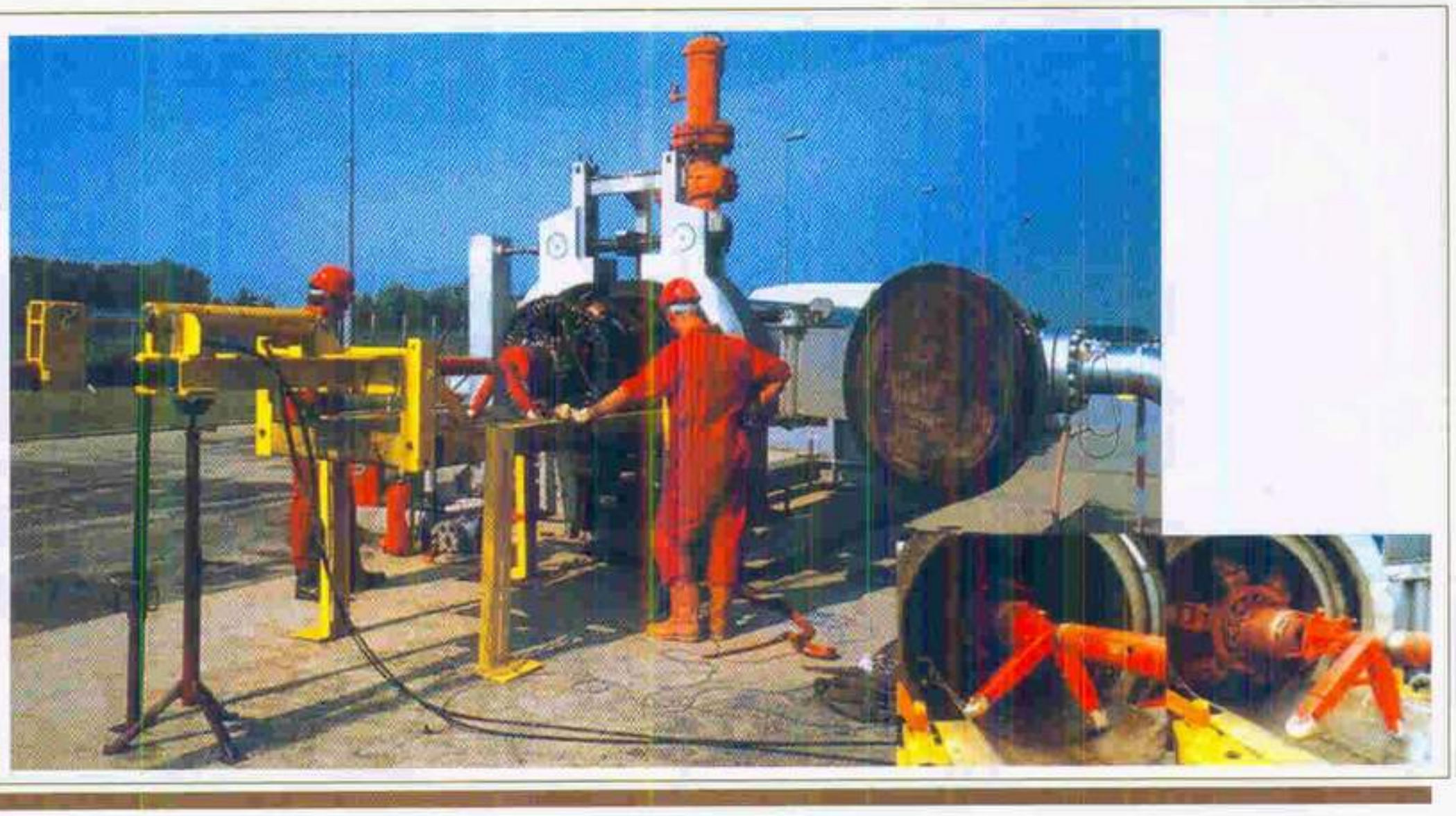
عیوب لوله‌ها را می‌توان به طور کلی به چهار دسته تقسیم کرد:

- عیوب هندسی
- عیوب ناشی از خوردگی
- عیوب مکانیکی
- عیوب جوش

هریک از عیوب فوق‌الذکر دارای انواع گوناگون هستند که هر یک به دلیل خاص به وجود می‌آیند.

عیوب ناشی از خوردگی

الف – خوردگی یکنواخت (General Corrosion)
ب – خوردگی حفره‌ای (Pitting Corrosion)
ج – خوردگی لایه‌ای (Lamination Corrosion)
د – خوردگی فرسایشی (Erosion Corrosion)
ه – خوردگی رسوبی (Sedimentary Corrosion)
و – خوردگی شکافی (Crevice Corrosion)



ترک

شایع‌ترین ترکها در خطوط لوله عبارتند از :

۱ ترکهای کمربندجوش (Girth Weld Crack)

۲ ترکهای درز طولی جوش (Longitudinal Seam Weld Crack)

۳ ترک خوردگی تنشی (Stress Corrosion Crack)

۴ ترک القای هیدروژنی (Hydrogen Induced Crack)

۵ ترک خستگی (Fatigue Crack)

۶ ترک خوردگی سولفید (Sulfide Corrosion Crack)

تنوع توپکها از نظر کاربرد

امروزه توپکها بطور گسترده‌ای در صنایع نفت، گاز و آب مورد استفاده قرار می‌گیرند. تنوع توپکها و قابلیتهای متعدد آنها باعث اقبال روز افزون صنایع مختلف به آنها شده است.
عمده‌ترین کاربرد توپکها در پاکسازی و بازرسی لوله‌های نفت و گاز می‌باشد.
توپکها را از نظر کاربرد می‌توان به دسته‌های زیر تقسیم کرد:

توپک (Pig) و انواع آن

این دستگاه تمام وظایف اندازه‌گیری در داخل لوله را بعهده دارد و بخش اصلی سیستم محسوب می‌گردد و تمام توانائیهای تیم ارزیابی تابع مشخصات فنی این سیستم می‌باشد. در ادامه، به معرفی انواع توپک ها و توضیح در مورد هر یک از آنها می‌پردازیم.

توپکهای پاکسازی (Cleaning Pigs)

این توپکها به منظور تمیزکردن خطوط لوله از رسوبات و لجنهایی که به مرور زمان در بعضی نقاط خط لوله انباشته می‌شوند استفاده میگردند. وجود این رسوبات باعث افت فشار در جریان سیال عبوری از خط لوله و افزایش هزینه پمپاژ می‌شود و نیز در نتیجه باعث کاهش دبی سیال می‌گردد. در نقاطی که رسوبات وجود دارند احتمال خوردگی نیز

بیشتر است. رسوبات همچنین مانع عملکرد مناسب توپکهای بازرسی هستند و درحرکت و داده برداری توپک اخلال ایجاد می‌کنند. زدودن رسوبات در حقیقت اولین گام در مبارزه با خوردگی لوله است.

توپکهای پاکسازی دارای بشقابکهای تخت (Disc) یا انحنا دار (Cup) هستند که رسوبات را در مسیری که حرکت می‌کنند به‌جلو می‌رانند. بشقابکهای تخت (Disc) در توپکهای دو طرفه (Bi-directional) به کار می‌روند و دارای عملکرد بالایی در پاکسازی هستند. این توپکها از سه جزء اصلی بشقابک راهنما(Guiding Disc)، بشقابک آب بندی (Sealing Disc) و بشقابک فاصله (Spacing Disc) تشکیل شده‌اند.

بشقابک راهنمای جلویی حجم زیادی از رسوبات را در پیشانی توپک انبار کرده و با خود به جلو می‌راند. قطر این بشقابک از بشقابک آب‌بندی کوچکتر است . لذا تعدادی از رسوبات از فضای بین لبه بشقابک و جداره داخلی لوله فرار می‌کند و به بشقابک آب بندی می‌رسند. بشقابک آب بندی دارای قطری بزرگتر از قطر داخلی لوله است و باقیمانده رسوبات و حتی مایعات را نیز با خود جلو می برد بشقابک‌های فاصله، فضای لازم بین بشقابک‌ها را ایجاد می کنند و قطری به مراتب کوچکتر از بشقابکهای دیگر دارند، اما از نظر ضخامت بشقابکهای راهنما و فاصله از بشقابکهای آب‌بندی ضخیمترند. برای ایجاد فاصله‌های بزرگتر چند بشقابک فاصله را درکنار یکدیگر قرار می‌دهند. در توپکهای دو طرفه معمولاً آرایش بشقابکها نسبت به وسط توپک متقارن است. گاهی اوقات از این نوع توپکها برای تخمین مقدار لجن و رسوبات موجود در لوله استفاده می‌شود.

توپکهای تشخیص هندسی (Geo Pigs)

این توپکها را (Electronic Geometry Pig) یا به اختصار EGP نیز می‌نامند.

پس از مرحله پاکسازی خط لوله، توپکهای تشخیص هندسی که از این پس جهت رعایت اختصار توپکهای هندسی یا Geo Pig نامیده می‌شوند – برای ارائه تصویری از عیوب هندسی خط لوله به کارگرفته می‌شوند.

این توپکها دارای حسگرهایی هستند که بر مبنای جریان

گردابی (Eddy Current) کارمی کنند. این حسگرها برحسب اینکه جریانهای گسیل شده آنها در برخورد با عیوب هندسی چگونه مغشوش می‌شود عیوب هندسی اعم از فرورفتگی، بیضوی شدن، اتصالات، موجدارشدن و... راشناسایی و ثبت می کند.

توپکهای هندسی علاوه بر تشخیص عیوب هندسی، موقعیت مکانی خط لوله را نیز نسبت به سیستم مختصات جهانی GPS (Global Positioning System) مشخص می‌کند. این توپکها همچنین قادر به رسم نقشه مسیر خط لوله می‌باشند. بدین ترتیب می‌توان با مقایسه دو نقشه در دو زمان متفاوت جابجایی احتمالی خط لوله و تنشهایی را که خط لوله به دلیل این جابجایی تحمل خواهدکرد به دست‌آورد.

توپکهای شناسایی عیوب

این توپکها درحقیقت اصلی‌ترین بخش از فرآیند بازرسی خطوط لوله را انجام می‌دهند. پس از پاکسازی و تشخیص هندسی خطوط لوله، این توپکها برای شناسایی عیوب لوله اعم ازخوردگی و ترک و انواع آنها به داخل خط لوله فرستاده می‌شوند. این توپکها از نظر قیمت گرانتر از دو نوع قبل هستند و ساخت آنها به فناوری پیشرفته‌تری نیاز دارد.

این توپکها قادرند نقاط‌خورده شده، ترکها، منافذ و عیوب جوش را با ثبت موقعیت آنها شناسایی کنند و نیز تصاویر رنگی و با وضوح بالا از عیوب ارائه دهند.

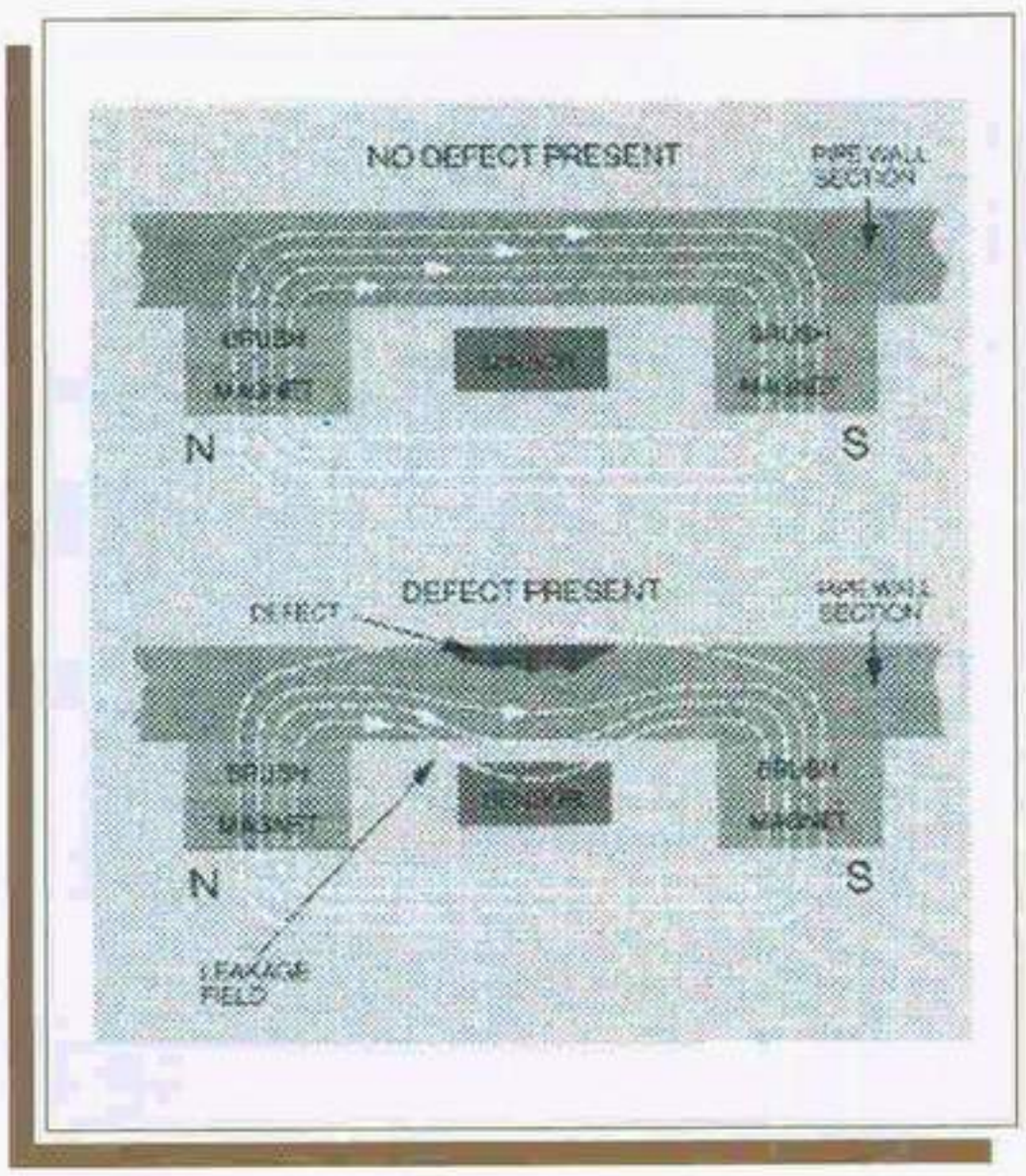
مبنای کار این توپکها در مدلهای مختلف، متفاوت است اما متداولترین روش‌ها ، دو روش MFL (Magnetic Flux Leakage) و UT (Ultrasonic Technology) می‌باشد.

البته روش Radioactive Radiation نیز کاربرد دارد اما به دو دلیل کاربرد آن محدود است، اول آنکه در مسافتهای طولانی مقرون به صرفه نیست و دوم آنکه خطراتی برای کاربران به همراه دارد. در این گزارش تنها به دو روش MFL وUT و مقایسه بین این دو روش می‌پردازیم.

روش MFL

فناوری نشت شار ابتدا در سال۱۸۶۸ توسط مؤسسه معماری Naval در انگلستان به کار رفت. برای فهم روش MFL ابتدا باید فهم و درک اولیه‌ای از شار نشتی (Flux Leakage) و مغناطیس (Magnetic) داشت. یک مغناطیس (Magnet) دو قطب N و S دارد این قطبها بر قطعات فلزی و سایر قطبهای مغناطیس نیرو وارد می کنند. این نیرو محصول میدان مغناطیسی است. خطوط شار برای نشان دادن توان و جهت نیروی یک میدان مغناطیسی به کار می‌روند. فاصله بین خطوط شار بیانگر شدت و چگالی شار می‌باشد. در حقیقت تعداد بیشتر خطوط شار، بیانگر وجود میدان مغناطیسی قویتر می‌باشد.

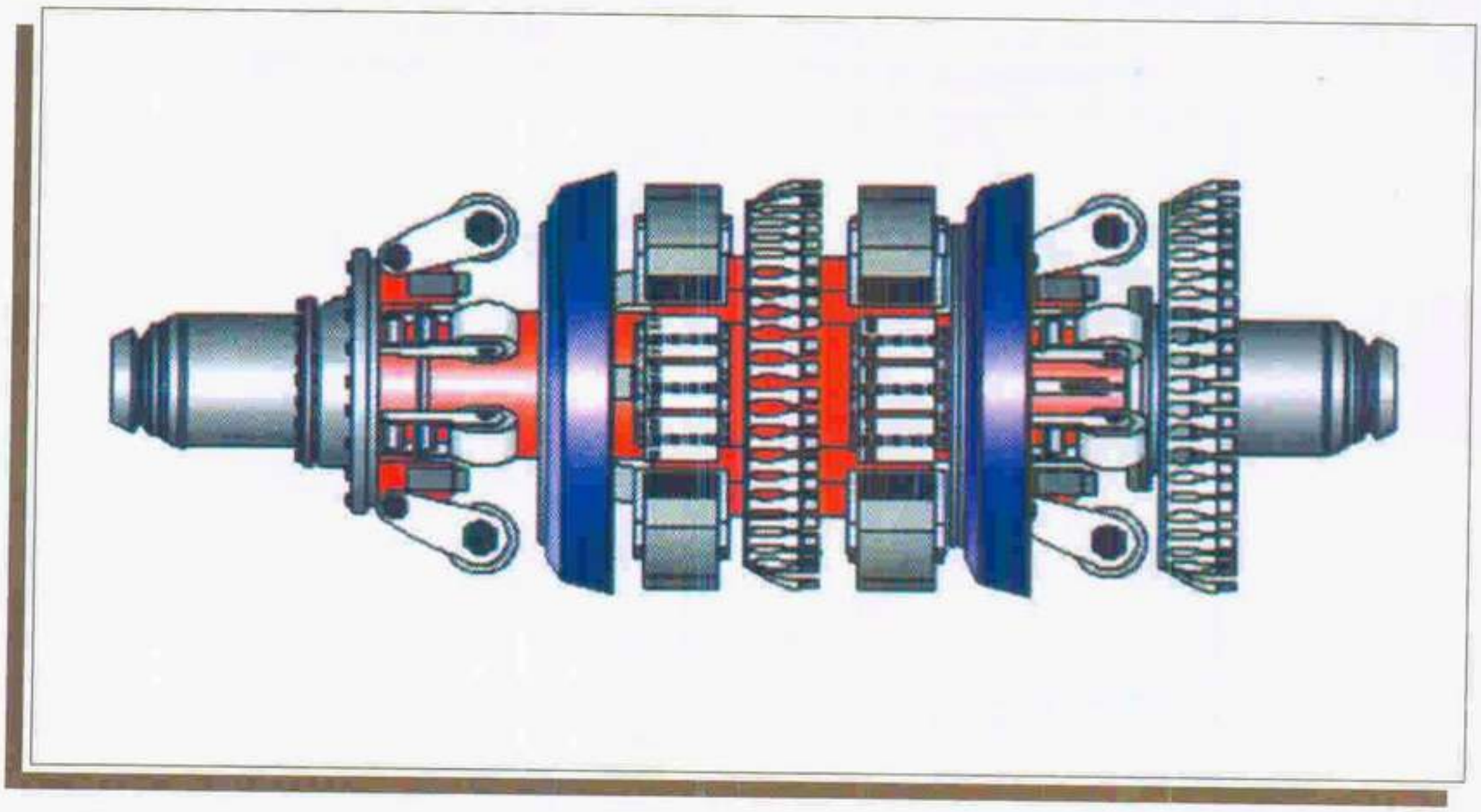
زمانی که مغناطیس در مجاورت یک دیواره فلزی قرار می‌گیرد اغلب شار از دیواره عبور می کند. یعنی دیواره مسیر ترجیحی خطوط شار می‌باشد. در این هنگام تعدادی از خطوط شار نیز که تعداد آنها کمتر است از رسانه خارجی (محیط اطراف) عبور می کنند. خطوطی که از دیواره عبور نمی‌کنند به عنوان میدان ناشی از کوپلاژ هوا (Air Coupled Field) شناخته می‌شوند و برای خطوط لوله



گاز این میدان، میدان کوپلاژ گازی گفته می‌شود.
وجود یک ناحیه از دیواره (به عنوان مثال در یک لوله) که ضخامت آن کمتر است (Metal loss) سبب ایجاد یک شار نشتی می‌گردد. در چنین ناحیه‌ای تعداد شار عبوری کمتر از حالت ضخامت کامل دیواره است. شار از هر دو طرف دیواره نشت (Leakage) می‌کند و شکل میدان کوپلاژ گازی (هوا) تغییر می‌یابد. یک حسگر در داخل لوله و درطرف مغناطیس برای اندازه‌گیری میدان مجاور دیواره لوله بکار می‌رود. در ناحیه‌ای که ضخامت کمتر است این حسگر، چگالی لرزان بالاتری را ثبت می‌کند که بیانگر وجود یک تغییر(anomaly) – که ممکن است یک عیب (defect) باشد– در دیواره لوله است. در این حالت ابزار MFL یک عیب را که سبب این شار نشتی شده است، آشکار می‌سازد. این میدان نشتی اندازه‌گیری شده بستگی به عمق شعاعی (radial depth) طول محوری (Longitudinal length)، عرض محیطی و شکل عیب دارد. برای مشخص شدن نوع خرابی این میدان نشتی اندازه‌گیری شده، باید تحلیل گردد. این تحلیل درنرم افزارهای مربوطه صورت می‌گیرد.
توضیحات فوق به اختصار مبنای کار روش MFL را معرفی می‌کند. مبنای کار دستگاههای بازرسی با فناوری MFL به دانش فیزیک و مغناطیس مربوط است اما عملاً برای کاربردی کردن این دانش تجهیزات پیچیده‌ای مورد نیاز است که وابستگی استواری با الکترونیک و مکانیک دارد. توپکهای شناسایی عیوب مجهز به فناوری MFL جاروبهایی دارند که لوله را مغناطیسی می‌کند. حسگرهای مغناطیسی تغییرات شار مغناطیسی را که به واسطه تغییر ضخامت لوله ایجاد می‌شوند حس و بصورت ۱۶ بیتی در یک حافظه ذخیره می‌کنند. ذخیره این اطلاعات نیازمند دستگاهی با حجم بالا برای ضبط داده‌های حسگرهاست.
توپک شناسایی هوشمند MFL از سیستمهای زیر تشکیل شده است:

I. سیستمهای فاصله‌سنج (Odometer Systems)

سیستمهای فاصله‌سنج دارای چرخهایی هستند که با سطح لوله تماس برقرار می‌کنند و با حرکت توپک می‌چرخند. این چرخش توسط حسگرها حس می‌شود و با توجه به دور چرخش و قطر چرخ می‌توان فاصله پیموده شده و سرعت این پیمودن را محاسبه کرد.



II. سیستمهای اندازه‌گیری جهت (Orientation Measuring Systems)

اکثر ابزارهای MFL به یک جهت‌سنج پاندولی مجهزند. این سیستم نشان می‌دهد که توپک در حین حرکت در خط لوله، دورانی حول محور طولی خود داشته است یا نه. در صورتی که این دوران رخ داده باشد، دیگر داده‌های مربوط به مکان عیب از نظر محیط سطح مقطع قابل اعتماد نیست لذا این پاندول مقدار دوران را ثبت می‌کند و به پردازشگر می‌فرستد. پردازشگر این عامل را در فرآیند شناسایی محل عیوب دخالت می‌دهد.

III. سیستمهای محافظ فشار (PressureContainment Systems)

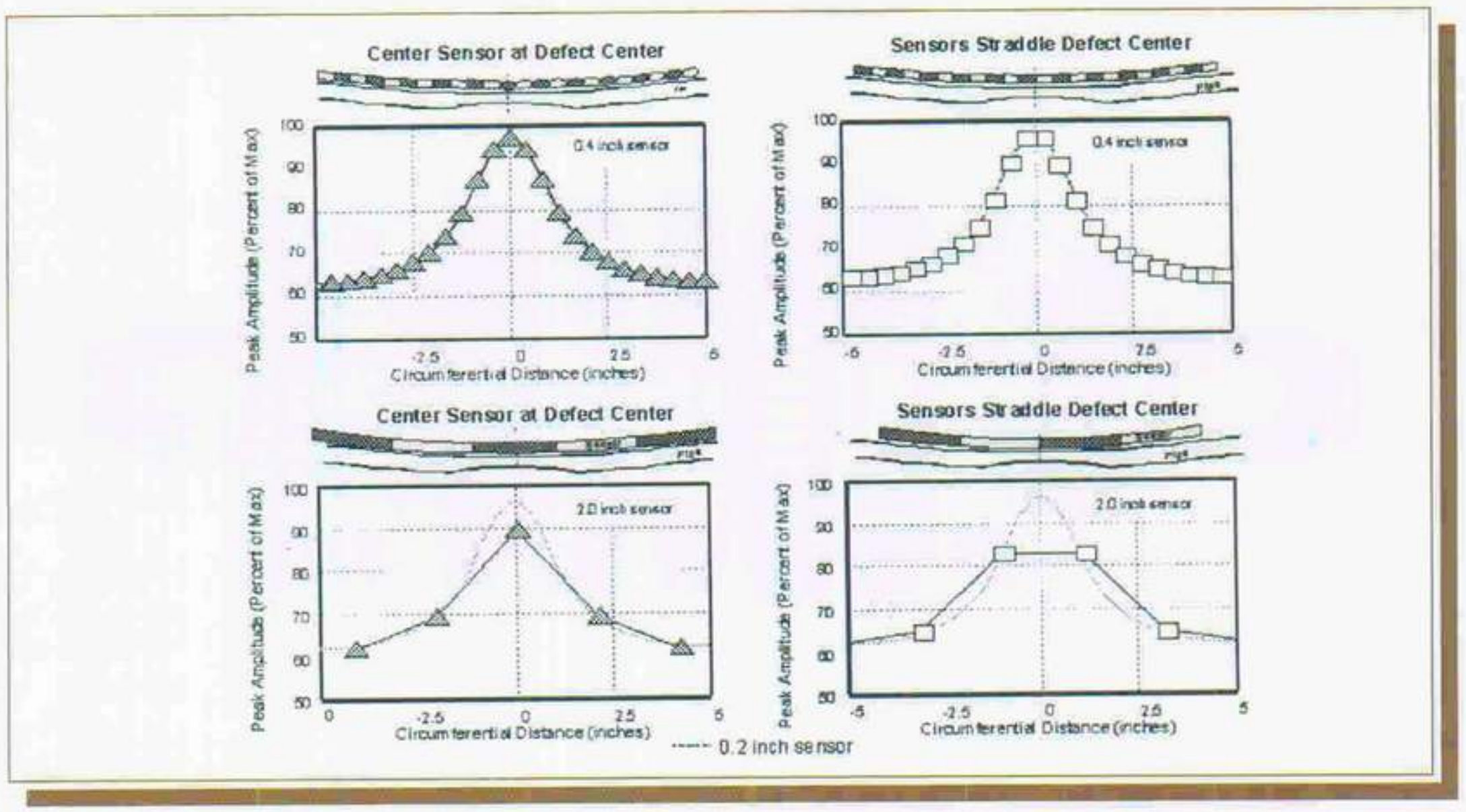
کلیه توپکهای MFL دارای باتری و تجهیزات الکترونیکی حساس (حافظه ثبت داده‌ها، پردازشگر و ...) هستند که ممکن است تحت فشار داخل لوله آسیب ببینند. از این رو سیستمهایی برای محافظت از این تجهیزات در برابر فشار بالا (تا 150 bar) تعبیه می‌شود. جنس این محافظها معمولاً از CK45 یا ST52 است.

IV. سیستمهای کنترل سرعت (Velocity Control Systems)

اگر سرعت توپکرانی بالا باشد، احتمال اینکه مناطقی از خط لوله به دقت بازرسی نشود و عیوبی شناسایی نشود افزایش می‌یابد. لذا کنترل سرعت حرکت توپک در خط لوله بسیاراهمیت دارد. کنترل سرعت توپک ابتدا با کنترل سرعت و دبی سیال درخط لوله انجام می‌شود. این هدف توسط پمپها و شیرهای مسیر خط لوله محقق می‌شود. اما برخی توپک‌ها نیز مجهز به سیستمی هستند که سرعت را کنترل می‌کند.

۷. سیستمهای نگهدارنده دربرابر لرزش و ضربه

تجهیزات حساس الکترونیکی در یک توپک باید در مقابل ضربه سیال داخل خط لوله یا جسم خارجی و نیز ارتعاشات وارده برتوپک نگهداری شود. توپکها دارای سیستمهایی برای نیل به این مقصود هستند.



V. سیستم مغناطیس‌کننده
(Magnetizing System)

توپک MFL یک سیستم مغناطیس کننده دارد که طول مشخصی از لوله را دور تا دور مغناطیسی می کند. این مغناطیس کردن توسط یک مغناطیس ثابت یا الکترومغناطیس صورت می گیرد. منبع این الکترومغناطیس همان باتری است که می‌تواند الکترومغناطیس را درصورت لزوم خاموش یا روشن نگهدارد. یک سیستم الکترومغناطیس در شکل زیر نشان داده شده است. شدت میدان مغناطیس با شدت جریان عبوری از سیم‌پیچ و تعداد محور سیم‌پیچ متناسب است. با افزایش دور سیم‌پیچ و شدت جریان می‌توان میدان مغناطیسی نیرومندتری ایجاد کرد.

VI. سیستم حسگر
(Sensor System)

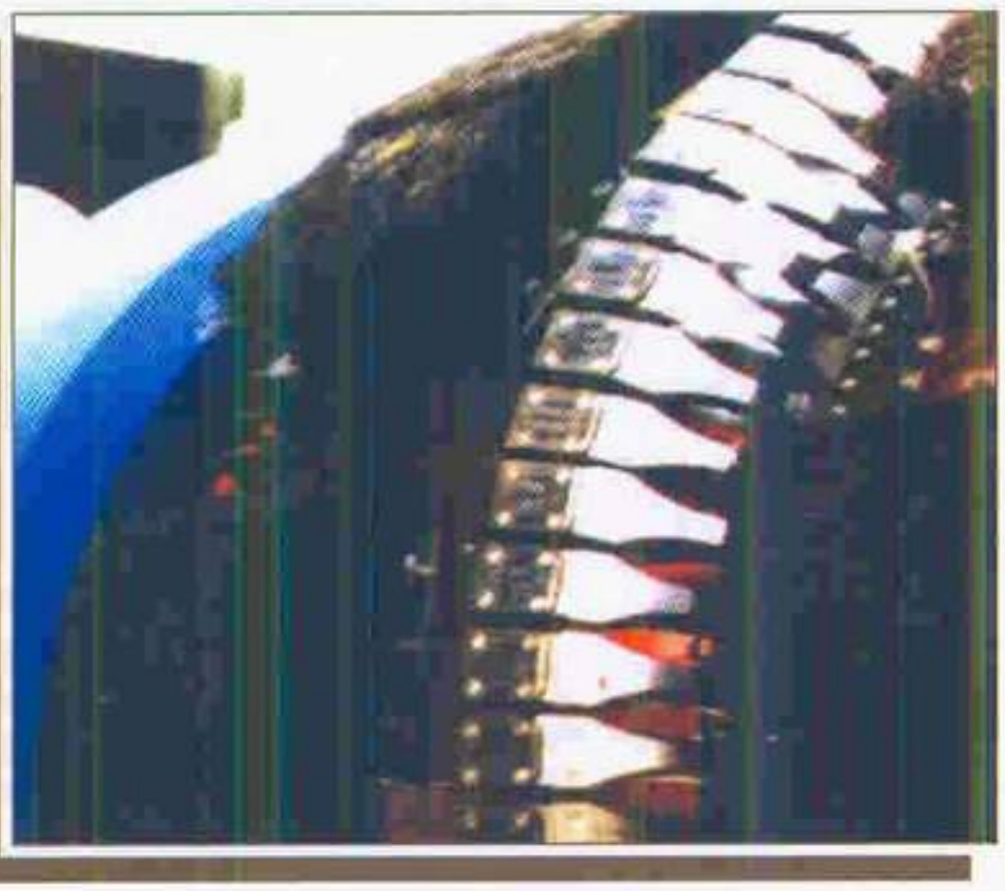
حسگرها در بین قطبهای مغناطیس قرارمی گیرند و شدت میدان مغناطیسی را اندازه‌گیری می کنند هدف از تعبیه حسگرها تبدیل تغییرات شدت میدان مغناطیسی– که محصول عیوب دیواره لوله است – به سیگنالهایی است که ذخیره و تحلیل می‌شوند. در شکل زیر یک نمونه سیستم حسگر دیده می‌شود. سیستم حسگر، متشکل‌است از خود حسگر، صفحات محافظ بین حسگرها و لوله، فنر تحتانی حسگر، سیم رابط بین حسگر و سایر اجزای الکترونیکی.

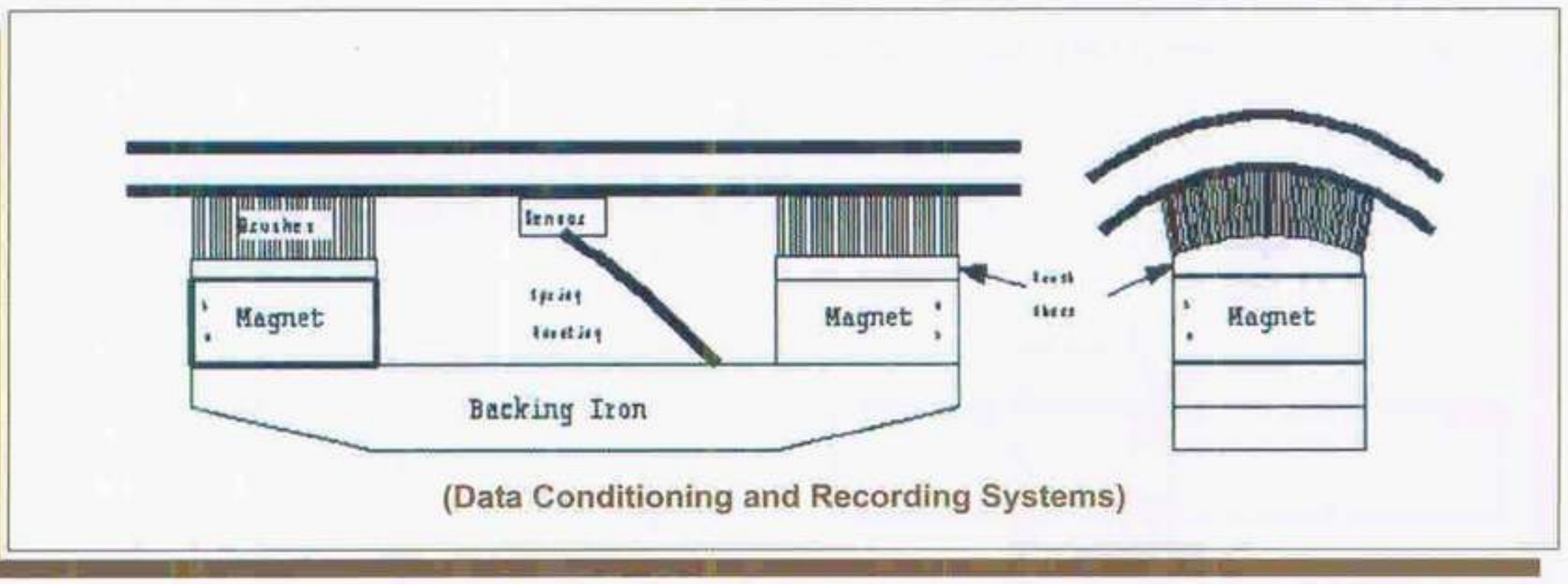
VII. سیستم ثبت و تحلیل داده ها
(Data Conditioning and Recording System)

داده‌ها یا بصورت آنالوگ و در tape و یا بصورت دیجیتال و بر روی حافظه حالت جامد ذخیره می‌شوند.

X. سیستم تغذیه
(Power System)

دستگاههای ثبت و تحلیل داده‌ها و نیزحسگرهایی که در توپکهای MFL بکار می‌روند به انرژی نیاز دارند. منبع این





(Data Conditioning and Recording Systems)

سیستم ثبت و تحلیل داده ها

انرژی اغلب، باتریهای قابل شارژ است. حجم این باتریها تعیین‌کننده مدت زمان بازرسی است. نکاتی که در طراحی این باتریها باید لحاظ کرد عبارت است از: حجم بالای باتری برای بازرسی طول بیشتری از خط لوله، مقاومت در برابر لرزش و ضربه، اندازه و شکل باتری برای جایگیری در توپک.
عواملی که در دقت آشکارسازی و تعیین مشخصات مؤثرند به شرح زیر هستند:

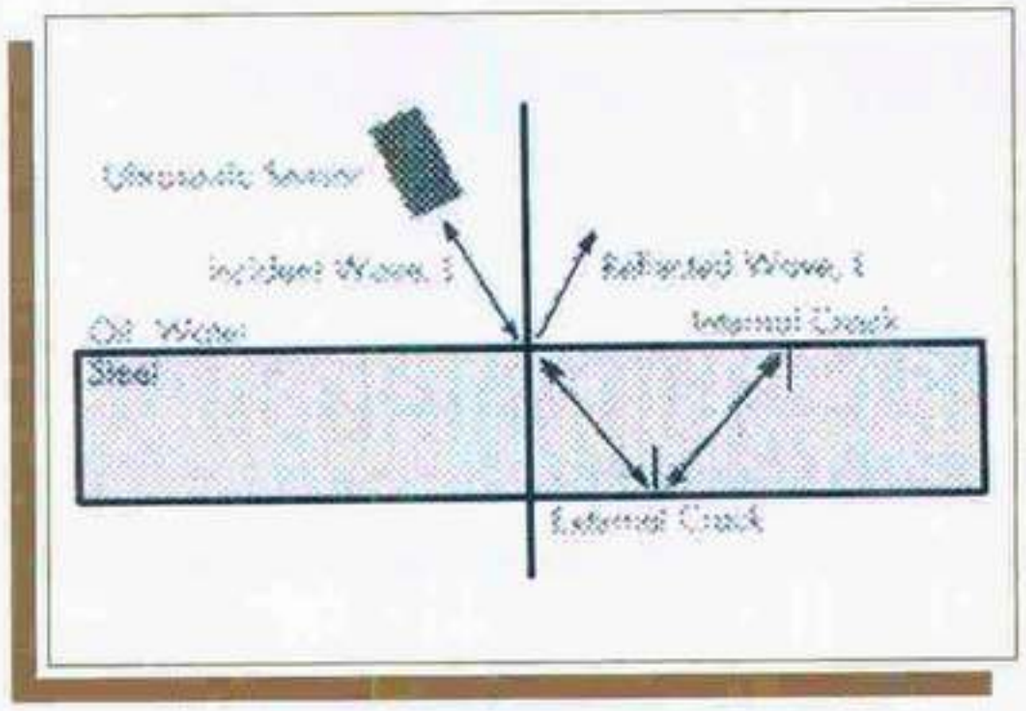
۱. مغناطیس‌کنندگی (Magnetization)
۲. نشت (Leakage)
۳. اندازه‌گیری (Measurement)
۴. ثبت و نمایش (Storage & Monitoring)
۵. تحلیل (Analysis)

روش UT

این روش که مخفف دو واژه Ultrasonic Technology است، نسبت به روش MFL جدیدتر است و دارای مزایایی می‌باشد. این مزایا عبارتند از:
حجم سیستم UT کوچکتر از MFL است فلذا در لوله‌های با قطر کمتر نیز کاربرد دارد
از آنجا که در سیستم UT قسمتهای مربوط به سیم پیچ وجود ندارد، انرژی کمتری نسبت به MFL مصرف می‌شود. این کاهش انرژی باعث می‌شود زمان کارکرد باتری بیشتر شده و مسیرهای طولانی‌تر بازرسی شود.
سیستم MFL در شناسایی ترکها (چه ترک محوری، cracks axial و چه ترک قطری circumferential crack) بخوبی عمل نمی‌کند اما روش UT قابلیت بالایی در شناسایی این عیوب دارد.
دقت شناسایی سیستم UT بالاتر از سیستم MFL است.
کارکردن با توپکهای دارای سیستم UT به نفرات کمتری نیازمند است فلذا هزینه عملیاتی آن پایین‌تر و استفاده از آن آسانتر است.
توپکهای دارای سیستم UT تنها در دو قسمت با توپکهای دارای سیستم MFL متفاوتند و سایر اجزای‌آنها یکسان است. این دو قسمت عبارتند از: حسگرها و مبدلها. در اینجا به تبیین این دو قسمت می‌پردازیم و از تکرار توضیحاتی که درباره سایر قسمتها در بخش MFL آمده پرهیز می‌کنیم.
مواد مختلف از نظر نسبت انرژی صوتی انتقال یافته و منعکس شده با هم تفاوت دارند. این تفاوت بستگی به (امپدانس آکوستیک) ماده دارد که بصورت زیر تعریف می‌شود:
هرگاه امپدانس آکوستیک دو محیط با هم برابر باشد (Z1=Z2) هیچ انعکاسی در صوت رخ نمی‌دهد و صوت از مرز مشترک بین دو محیط بدون انعکاس عبور می‌کند. انعکاس یا شکست زاویه صوت از قوانین انعکاس و شکست زاویه نور پیروی می‌کند: یعنی اگر موج صوتی به صورت مایل به مرز بین دو محیط برخورد کند ، دو مؤلفه انعکاسی و انتقالی روی می‌دهد . دو محیطی که موج صوت از آنها می‌گذرد، می‌تواند فلز و هوای پیرامون آن باشد. حالت دیگری از دو محیط ، فلز و هوای محبوس‌در شکافهای ریز داخل آن است. ترکها معمولترین شکافهای داخل قطعات می‌باشند . در حقیقت مرز مشترک بین دو محیط همان عیوب وخرابیها هستند که باعث می‌شوند موج گسیل شده صوت به علت اختلاف امپدانس بشکند، هم عبور کند و هم منعکس شود . براساس اینکه موج صوت منعکس می‌شود یا انتقال می‌یابد، دو روش برای آزمون مافوق صوت (UT) وجود دارد:

I. روش انتقال امواج (Transmission Method)

در این روش پروب فرستنده در یک سطح جسم و پروب گیرنده در سطح مقابل آن (داخل لوله و خارج لوله) قرار داده می‌شود و بخش انتقال یافته امواج مورد بررسی قرار می‌گیرد. عیوب موجود در فاصله بین دو پروب فوق باعث



انعکاس جزئی یا کامل موج شده در نتیجه موج دریافتی توسط پروب گیرنده تضعیف شده و یا بطور کامل محو می‌گردد. با این روش تعیین عمق عیب امکان‌پذیر نیست. علاوه بر این هماهنگی دقیق فرستنده و گیرنده درمحلهای مربوطه از الزامات مسلم دقت می‌باشد.

II. روش انعکاس امواج (Pulse Echo Technique)

در این روش برای تشخیص عیب در قطعه‌کار از بخش انعکاس یافته امواج اولتراسونیک استفاده‌می‌شود. در این‌حالت یک ترانسدیوسر هم به عنوان فرستنده و هم به عنوان گیرنده عمل‌می‌کند. در این روش امواج را بصورت ضربانی (Pulse) تولید می‌کنند. پالسهای الکتریکی خیلی کوتاه امواج اولتراسونیک مناسبی تولید می‌کنند که بلافاصله در حالی که موج هنوز در جسم درحال انتشار است همان ترانسدیوسر به عنوان گیرنده نیز عمل می‌کند. امواج اولتراسونیک در اثر برخورد با سطوح منعکس‌کننده (مانند ترکها) انعکاسی کلی یا جزیی می‌یابند. هرگاه سطح منعکس کننده درجهت عمود بر مسیر موج باشد، موج به نقطه اولیه خودبرگشت‌خورده و بعد ازمدت زمان معینی به ترانسدیوسر می‌رسد که این زمان بستگی به سرعت صوت درجسم و به فاصله بین ترانسدیوسرو سطح منعکس‌کننده دارد.

ترانسدیوسر ارتعاشات اولتراسونیک‌را به پالسهای الکتریکی تبدیل‌می‌کند.

البته تنها بخشی از انرژی اولتراسونیک به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود بخشی دیگر از مرز مشترک بین قطعه کار و ماده واسط آزمون (برای پرکردن خلأ بین پروب و قطعه‌کار بکار می‌رود) مجدداً انعکاس یافته و به درون قطعه‌کار بر می‌گردد و این مسیر برای چند بار تکرار می‌شود. باید توجه داشت که نه تنها سطح پشت قطعه‌کار بلکه هر نوع منعکس‌کننده‌ای مثل عیوب داخل قطعه‌کار نیز، چندین پژواک متوالی ایجاد خواهند نمود.ازآنجاییکه زمان عبورموج را می‌توان اندازه‌گیری نمود لذا با در دست داشتن سرعت صوت، فاصله عیب از پروب قابل محاسبه می‌باشد. در این روش بر خلاف روش انتقال امواج تعیین محل و عمق عیب امکان‌پذیر می‌گردد. مزیت دیگر این روش‌آن است‌که تنها به یک سطح تماس نیاز می‌باشد لذا روش آزمون تا حدود زیادی ساده شده و شرایط نسبتاً ثابتی درحین آزمون ایجاد می‌شود. درتوپکهای دارای سیستم UT از این روش استفاده می‌شود.

دو عامل مهم در اندازه گیری ضخامت لوله عبارتنداز :

۱– A (فاصله نگهدارنده) Stand-off Distance :

فاصله بین حسگر و دیواره داخلی لوله است. هر افزایشی در این فاصله نشانه کاهش فلز از دیواره داخلی لوله است.

۲ – t (ضخامت دیواره) Wall Thickness :

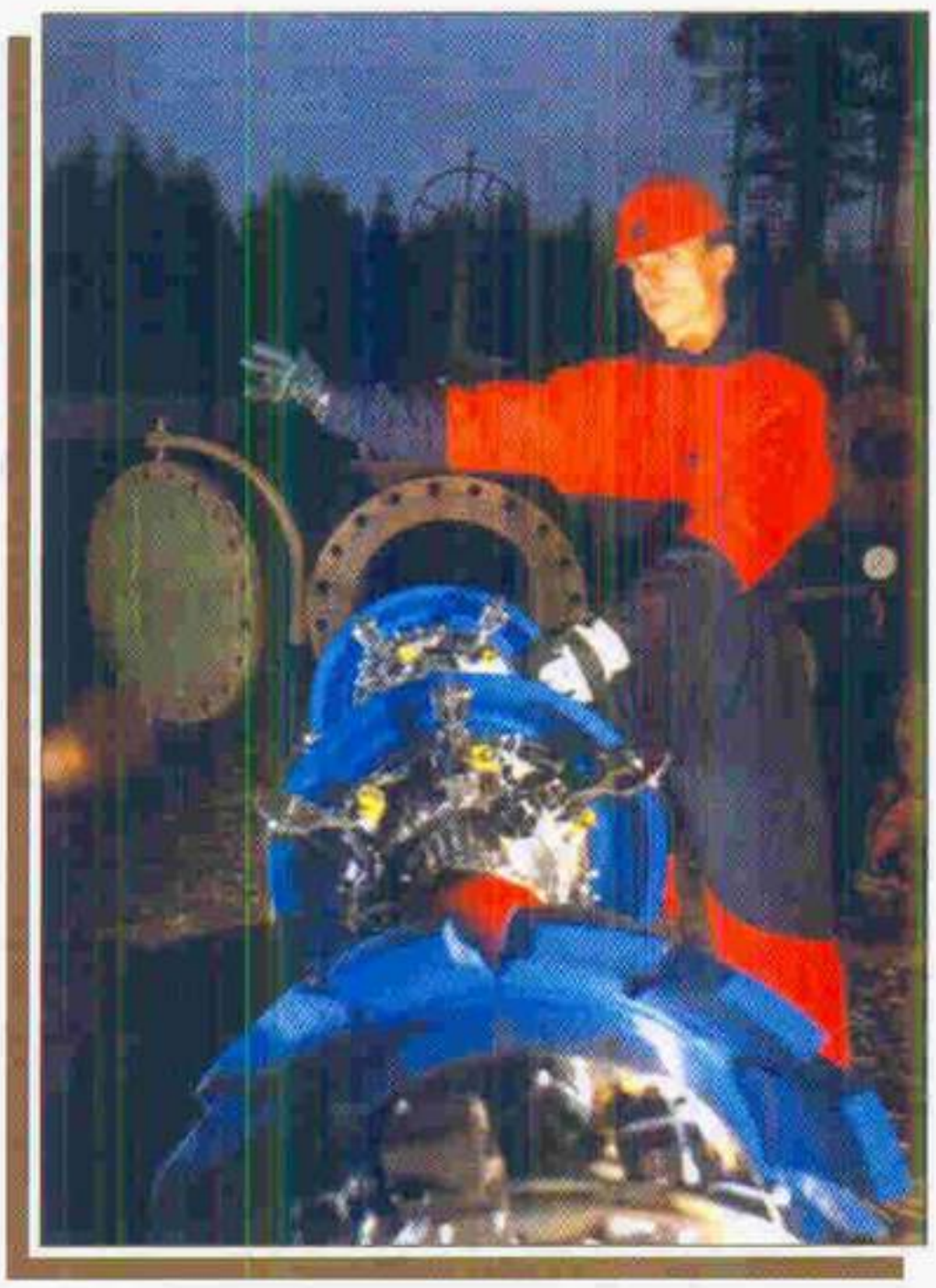
اگر این مقدار در نقطه‌ای که مقدار A کاهش پیدا نکرده‌است افزایش نشان‌دهد، یعنی لوله از سطح خارجی دچار کاهش فلز شده‌است.

توپکهای UT عیوب زیر را آشکار می‌کنند:

خوردگی لایه‌ای (Lamination)، خوردگی کمربند جوش و خارجی (corrosionGirth weld and external)،

خوردگی داخلی بر روی جوشهای مارپیچ و خوردگی لایه‌ای در راستای رول (Internal corrosion on spiral weld and laminations in rolling direction)،

کمربند جوش (weldGirth)، قرشدگی (Dent)، خوردگی خارجی (External corrosion).



مشخصات دو نوع توپک **UT** در زیرآمده است:

نوع	مسافت طی شده (KM)	درصد خطای مسیر پیموده شده (%)	دمای کار (^{o}C)	سیال عبوری از لوله (M)	حداقل قطر سطح مقطع	حداقل شعاع خمها	دقت تخمین عمق خوردگی (mm)	دقت تخمین محل خرابی (m)	وضوح در امتداد محور لوله (mm)
نوع ۱	120	1	-15°C+50	آب، نفت، گاز بدون مایع، گاز و مخلوط مایع و گاز	85%Dn	1/5Dnx90	+۰/۵	+۰/۲	۳
نوع ۲	150	1	-	آب، نفت، گاز بدون مایع، مخلوط مایع و گاز	85% Dn	3Dnx90	+۰/۵	+۰/۲	۳/۳

تشریح سیستم Geo Pig

سیستم Geo Pig بعد از عملیات تمیزکاری لوله و به منظور ارزیابی وضعیت هندسی داخل لوله و موقعیت‌های مسیر خط لوله در سطح زمین استفاده می‌گردد.

این نوع Pig دقیقا از طریق همان Launcher های پیگ‌های هوشمند وارد لوله می‌شوند و مکانیزم حرکت آنها دقیقاً مشابه pig های دیگر هستند. ولی سنسورهای مورد استفاده در این pig ها از انواع دیگر متفاوت است.

در این pig از باتری‌های لیتیم برای پشتیبانی سیستم‌ها استفاده می‌گردد و معمولاً عمر باتریها برای عملیات ارزیابی در لوله‌های بلند تا ۳۵۰ کیلومتر برای لوله‌های نفت خام (۲۰۰ کیلومتر در لوله‌های گاز) کافی است.

این سیستم باید قادر باشد اطلاعات زیر را درمورد خطوط لوله نفتی اندازه‌گیری نماید.

الف) مشخصات و ابعاد هندسی داخل لوله
ب) شرایط محیطی گاز یا نفت داخل لوله
ج) مشخصات هندسی بیرونی خط لوله

از مجموعه این اطلاعات بخشی از آنها بلافاصله پس از ارزیابی pig و در محل سایت عملیاتی توسط تجهیزات جانبی قرائت و در اختیار اپراتورهای عملیاتی قرار می‌گیرد که شامل اطلاعات بند الف و ب فوق است. و بخش دوم آن پس از انتقال به سایت تفسیر اطلاعات، قابل استخراج است. Geopig برای اجرای مجموعه ماموریت‌های فوق دارای سه بخش عمده به شرح زیر است:

الف) دستگاه Geopig
ب) سیستم‌های جانبی
ج) سیستم تفسیر اطلاعات

حال به تشریح هر یک از این سه بخش می‌پردازیم:

الف) دستگاه Geo pig

این دستگاه که ماموریت اصلی حرکت و اندازه‌گیری و ضبط اطلاعات در داخل لوله‌ها را انجام می‌دهد دارای اجزای ذیل است:

بدنه مکانیکی

a) سازه نگهدارنده
b) محفظه آببندی الکترونیک
c) بشقابکها
d) مکانیزم‌های ابزار دقیق

سنسورها و ابزار دقیق

a) سنسورهای سرعت زاویه در سه جهت
b) سنسورهای شتاب خطی در سه جهت
c) مسافت سنج
d) سنسورهای هندسه داخلی
e) سنسور دما
f) سنسور فشار

- واحد الکترونیک

a) الکترونیک پشتیبان ابزار دقیق
b) کامپیوتر و کارتهای پشتیبان
c) حافظه
d) تغذیه و باطری
e) سیستم T/R برای pig Marker

ب) تجهیزات جانبی

این مجموعه شامل کل تجهیزاتی است که برای انجام موفقیت‌آمیز عملیات Geopig در مراحل مختلف ضرورت دارد و شامل اجزاء زیر است.

- ۱ ـ سیستم تعیین مرجع با اجزاء:

a) سیستم T/R سیگنالهای مرجع
b) سیستم Gps و آنتن مربوطه
c) آنتن پرتابل سیستم T/R
d) بخش پردازش و نمایش
e)جعبه حمل و نقل

- ۲ ـ سیستم Data Logger
- ۳ ـ سیستم حمل و نقل

ج) سیستم تفسیر و تحلیل اطلاعات

این بخش از سیستم برای تحلیل‌های دقیق اطلاعات و آماده‌سازی آن جهت استفاده کارشناسان و مدیران می‌باشد.

سیستم‌های جانبی توپک هوشمند

این مجموعه شامل تجهیزاتی است که استفاده عملیاتی از پیگ را برای گروه ارزیاب فراهم می‌کند. این تجهیزات شامل اقلام زیر می‌باشد:

۱- سیستم تعیین موقعیت ماهواره

این سیستم‌ها امکان فنی لازم برای تعیین موقعیت پیگ از بیرون و نسبت به نقاط مرجع را فراهم می‌کنند، تا خطای اندازه‌گیری موقعیت مکانی به حداقل برسد. این سیستم‌ها دارای چند بخش به شرح زیر می‌باشد:
ایستگاه مرجع DGPS، دستگاههای DGPS، بخش گیرنده موقعیت جهانی و تلفیق با اطلاعات مکانی پیگ است.

۲- سیستم Datalogger

این سیستم برای تخلیه اطلاعات پیگ و انتقال آن به آزمایشگاه تحلیل استفاده می‌گردد. از آنجائیکه حجم اطلاعات ذخیره شده در پیگ بسیار بالا و ارزش آن نیز زیاد است. ضرورت دارد این سیستم کارائی بسیار مطمئن داشته باشد.

۳- ارابه حمل و نقل و کیت تست و کالیبراسیون پای لانچر

این مجموعه ابزار تست و تنظیم‌های قبل از Launch کردن پیگ را فراهم می‌کند و شامل مجموعه‌ای از ابزارهای تنظیم و تست و همچنین قطعات یدکی بخشهای آسیب‌پذیر مجموعه است. (لازم به ذکر است که به لحاظ حساسیت بالای بخشهای پیگ تعمیرات در رده O در موقعیت عملیاتی انجام نمی شود و این تعمیرات حتماً باید در کارگاهها و آزمایشگاههای سازنده انجام گردد).

سیستم تفسیر اطلاعات

این بخش که شامل مجموعه‌ای از سخت‌افزارها و نرم‌افزارها است، وظیفه دارد محیط مناسبی را برای تحلیل و تفسیر اطلاعات پیگ فراهم نماید.
این مجموعه باید قابلیت‌های تشخیص وسیعی به شرح زیر داشته باشد:

- نوع خرابی لوله
- ابعاد خرابی
- موقعیت مکانی خرابی نسبت به نقاط مرجع و نسبت به نقشه لوله
- ارزیابی عمر لوله

در کنار این قابلیت‌ها نرم افزار باید امکان نمایش اطلاعات گرافیکی و رنگی برای ارزیابی چشمی اپراتور بصورتهای C-SCAN و B-SCAN از ایرادات و اتصالات لوله به همراه امکان بزرگنمائی با قابلیت وسیع فشرده سازی و بازکردن (افزایش‌دقت) و اندازه‌گیریهای عددی روی نمایشگر را داشته باشد.

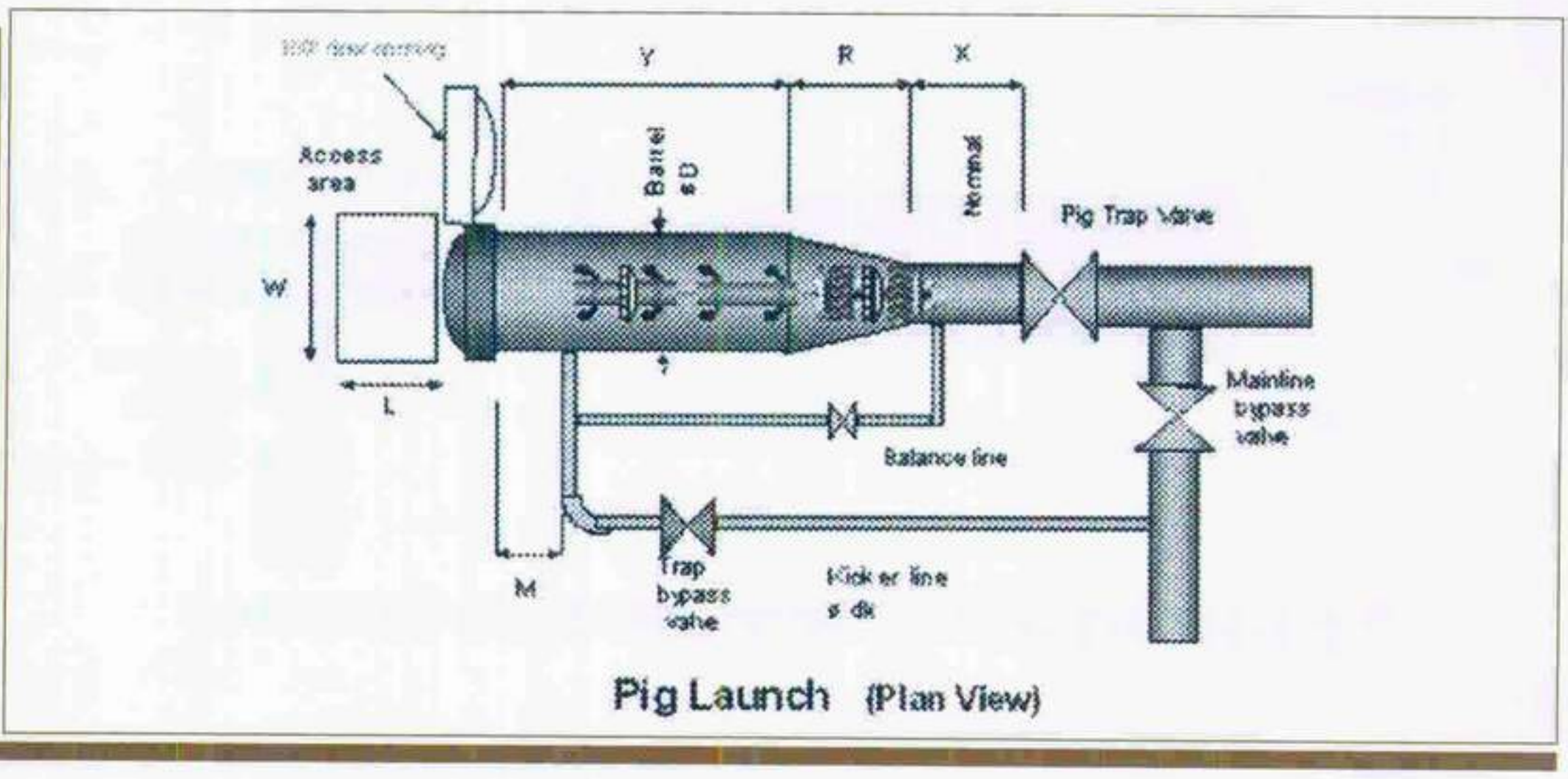
مشخصات فنی سیستم عیب‌یاب هوشمند

مشخصات عمومی

- گستره (Range) اندازه‌گیری برای ضخامت جدار لوله: از ۸ تا ۵۰ میلیمتر
- تعیین موقعیت زاویه‌ی خوردگی بر روی لوله
- سیستم فاصله‌یاب طولی لوله : تعیین مکان مطلق خوردگی در طول لوله
- تعیین موقعیت خوردگی نسبت به مارکرهای خارجی موجود در روی خطوط لوله
- قابلیت عبور از خمیدگی‌های متداول لوله
- تولید تصویر C-Mode از لوله
- تعیین پروفیل فشار و دما در لوله

دقت سیستم

- خوردگی حفره‌ای (برای حداقل مساحت قابل اندازه‌گیری بزرگتر از ۳ برابر ضخامت لوله)
- حداقل عمق خوردگی قابل اندازه‌گیری : ۱۰% ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری عمق خوردگی: ۱۰% ∓ ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری طول خوردگی: ۰/۵ ∓
- خوردگی عمومی (برای حداقل مسافت قابل اندازه‌گیری بزرگتر از ۳ برابر ضخامت لوله)
- حداقل عمق خوردگی قابل اندازه‌گیری: ۱۰% ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری عمق خوردگی: ۱۰% ∓ ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری طول خوردگی: ۱° ∓
- حفره محوری (برای حداقل مساحت قابل اندازه‌گیری بزرگتر از ۳ برابر ضخامت لوله)
- حداقل عمق حفره قابل اندازه‌گیری: ۲۰% ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری عمق حفره: ۱۰% ضخامت لوله
- حفره محیطی (عرضی) (برای حداقل مسافت قابل اندازه‌گیری بزرگتر از ۳ برابر ضخامت لوله
- حداقل عمق حفره قابل اندازه‌گیری: ۱۰% ضخامت لوله
- دقت اندازه‌گیری عمق حفره: ۱۰% ضخامت لوله
- دقت کل دستگاه برای تعیین منطقه خوردگی : ۲۰ ∓ سانتیمتر از نزدیکترین محل اتصال جوش لوله
- دقت جهت‌یابی برای تعیین خوردگی بر روی جداره جانبی لوله: ۳۰ درجه



Pig Launch (Plan View)

شرایط کار

- ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی: برای ۱۰۰ ساعت کار مداوم
- سرعت بهینه:۱تا ۴ متر در ثانیه
- حداکثر فشار در لوله:۱۲۰ اتمسفر
- تغییرات دما:۴ تا ۴۵ درجه سانتیگراد

برخی دیگرازسیستم های جانبی توپک هوشمند

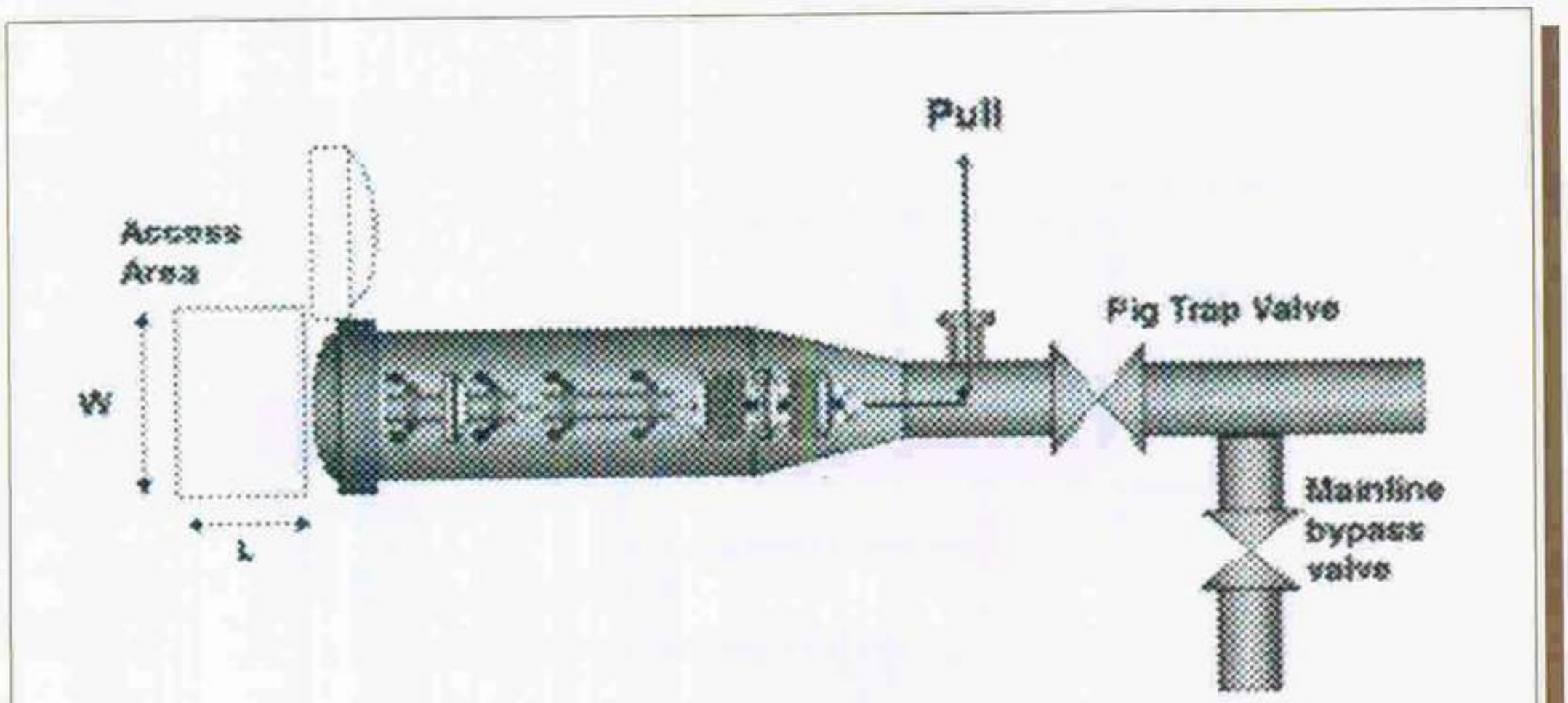
غیر از توپک و تجهیزات جانبی آن، دو دستگاه مهم در فرآیند توپکرانی وجوددارند که عبارتند از: تله های ارسال و دریافت (Pig Launcher & Receiver) این دستگاهها ، خود دارای تجهیزاتی هستند که درذیل به آنها اشاره می‌شود. این دو دستگاه بسیار به یکدیگر شبیه هستند و وظیفه آنها شروع و اتمام مأموریت توپکرانی است.

دستگاه فرستنده در ابتدای مسیر خط لوله نصب می‌شود.این نصب به کمک فلنج صورت می‌گیرد و یک شیربین خط لوله و فرستنده قرارمی‌گیرد . توپک از درب فرستنده واردمی‌شود و با بازبودن شیـر به داخل خط لولـه هدایت می‌شود. قطر و طـول محفظه ابتـدایی بعد از درب از قطـر و طـول توپک بزرگتر است . پس از نهـادن توپک در تله ارسـال و بستن درب آن شیـر میان بر تلـه (Trap bypass valve) را باز می‌کنیم . سپس شیر خط تعـادل (Balance line) را باز می‌کنیم تا تعادل در دو قسمت قبل و بعد توپک برقرار شود. پس از آن شیر تله توپک (Pig Trap valve) را باز می‌کنیم و شیرمیان بر لوله اصلی را می‌بندیم. بدین ترتیب فشار پشت توپک افزایش یافته و سبب حرکت توپک به داخل خط لوله می‌گردد. پس از گذر توپک از شیر تله توپک و قرارگرفتن و حرکت در مسیر خط لوله شیـرهای فرستنده را می‌بندیم و تنها شیر میان بر لوله اصلی را باز می‌کنیم تا محـرک توپک برقرار بماند.

پس از بازکردن فرستنده ، آن را طبق رویه کارفرما هواگیری می‌کنیم و برای عملیات بعدی آماده می‌سازیم.

نصب یک فشارسنج در فرستنده به ما امـکان می‌دهد ، که پس ازآگاهی از افت فشار در تله درب را باز کنیم. در برخی فرسـتنده‌ها می‌توان از ریسمان و منجنیق (Winch) برای داخل لوله قراردادن توپک استفاده کرد.

در برخی از انواع دیگر از سینی راننده (Pushentry) استفاده

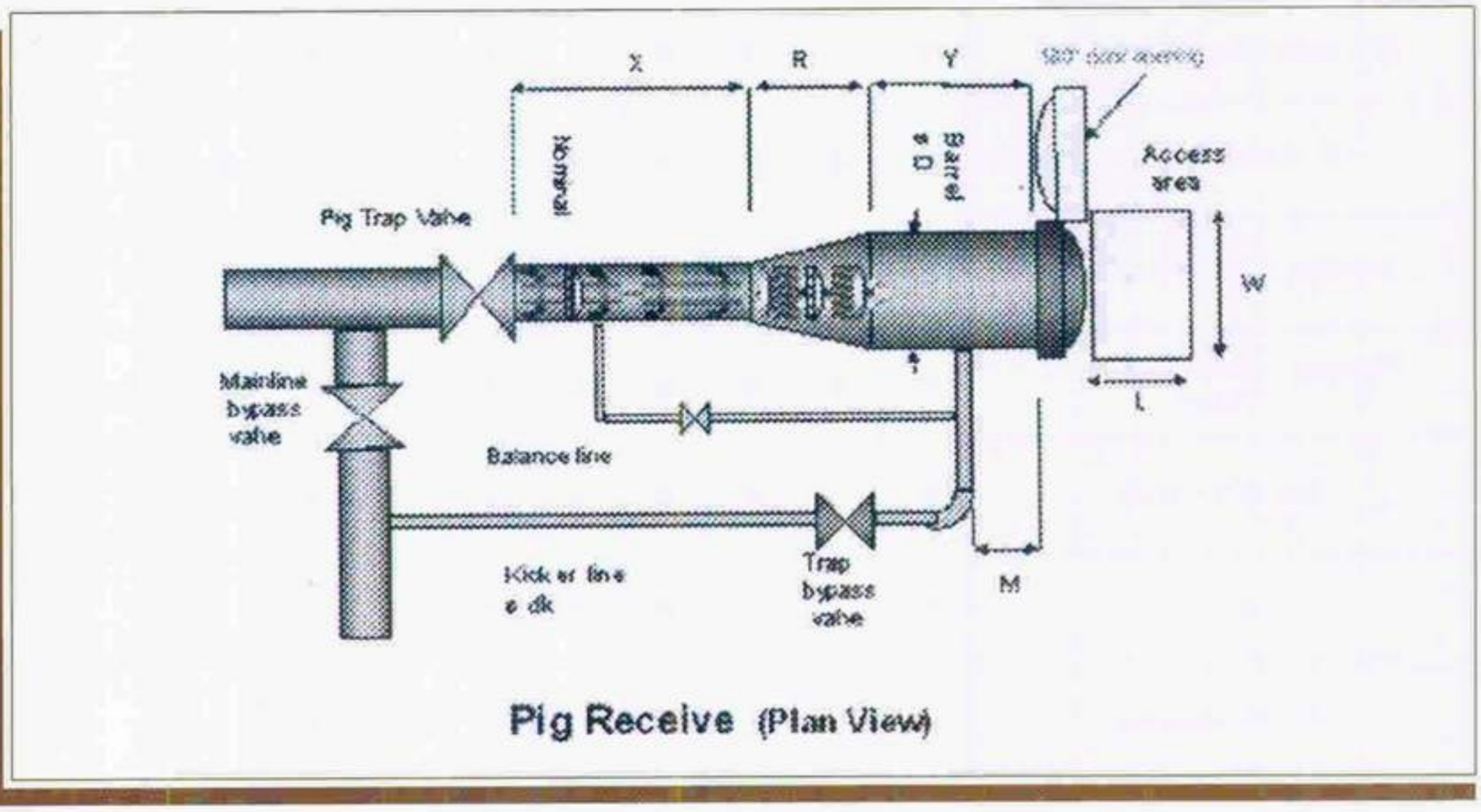


Pig Loading using a winch-through Tee piece

می‌شود.
برای انجام عملیات گرفتن توپک نیز باید به روش زیرعمل کرد:
ابتدا شیر تخلیه (Drain Valve) را می‌بندیم و شیر هواکش (Vent Valve) را بازمی‌کنیم . با بازکردن شیر میان بر تله (Trap bypass valve) اجازه می‌دهیم مایع به آرامی وارد تله شود و به محض پر شدن تله با مایع (بدون هوا) شیر هواکش را می‌بندیم. سپس شیرخط اصلی (Main line valve) و شیر میان بر لوله اصلی (Main line bypass volve) را می‌بندیم.
حال در انتظار رسیدن توپک می‌مانیم و هرگاه اطمینان حاصل کردیم که کل طول توپک از شیر لوله اصلی گذشته است، شیرمیان‌بر لوله اصلی را باز می‌کنیم. ابتدا شیر اصلی و پس از آن شیر میان‌بر لوله اصلی را می‌بندیم. حال با باز کردن شیرتخلیه و شیر هواکش منتظر می‌مانیم تا تله کاملاً تخلیه شود. در انتها درب تله دریافت را بازکرده و با دقت توپک را خارج می‌کنیم.
در طول فرآیند فرستادن و گرفتن توپک باید به چند نکته ایمنی دقت شود:
اطمینان حاصل شود که پیش از آغاز عملیات در تله‌ها افت فشار صورت گرفته است. بدین منظور می‌توان از فشارسنجی که بر روی تله نصب شده است، استفاده نمود.
اطمینان حاصل شود که کلیه شیرهای مسیر خط لوله باز هستند و جریان سیال به سهولت صورت می‌گیرد.
اطمینان حاصل شود که مسیرهای میان برخط لوله مسدود شده‌اند .
اطمینان حاصل شودکه برای جلوگیری از فرار هوا یا سیال از مسیرخط لوله، کلیه اتصالات خط لوله، عایقبندی شده‌اند.
اطمینان حاصل شود که محل مناسبی برای تخلیه نخاله‌ها و آب که با توپک می‌رسند، فراهم شده است.
توپکهای مورد نظر نفت و گاز برای عملیات تمیزکاری و ارزیابی تغییر شکل هندسی و انواع خوردگی و ترکهای داخلی و خارجی مورد استفاده قرار می‌گیرند از جمله:
Intelligent pig , Geo pig , scraper pig , caliper pig

تحلیل بازار مصرف در سالهای اخیر و افق آینده

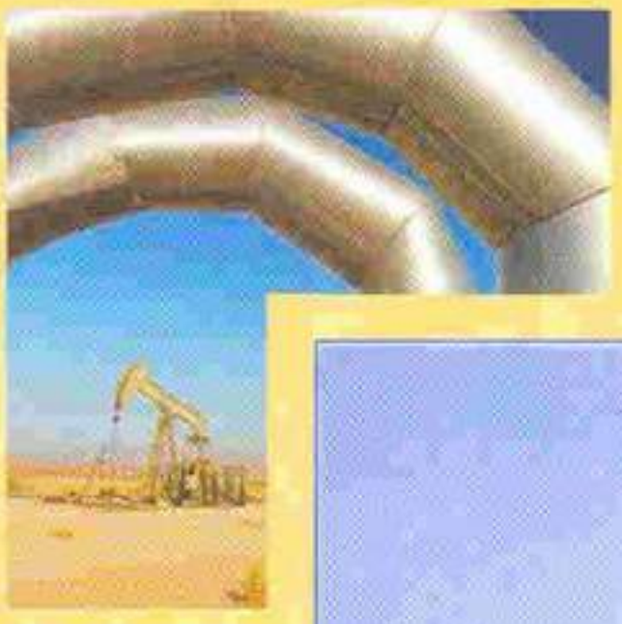
از مجموع ۷۰ هزار کیلومتر طول لوله های نفت و گاز در ایران سالیانه حدود ۱۰ هزارکیلومتر توپک رانی مورد نیاز است و هزینه ای از ۲۰ تا ۶۰ میلیون دلار (با توجه به قطر لوله و طول لوله) را شامل می شود.
با توجه به جدید بودن عملیات توپک رانی هوشمند و تقریبی بودن برآورد ها به نظر نمی رسد که در ۱۰ سال‌آینده حجم عملیات بالاتری متصور باشد .



Pig Receive (Plan View)

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

N.I.O.C



An Introduction to In-Line Inspection Technology

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

IN-LINE INSPECTION TECHNOLOGY

Initial Gauging | 5
Equipment description and uses | 8
Gauging pigs | 11
Specialist Utility Pigs | 11
In Line Inspection Tools | 11
Pig Signalers, Locators and Tracking Systems | 15
List of Pipeline Imperfection and Conditions | 16

INITIAL GAUGING

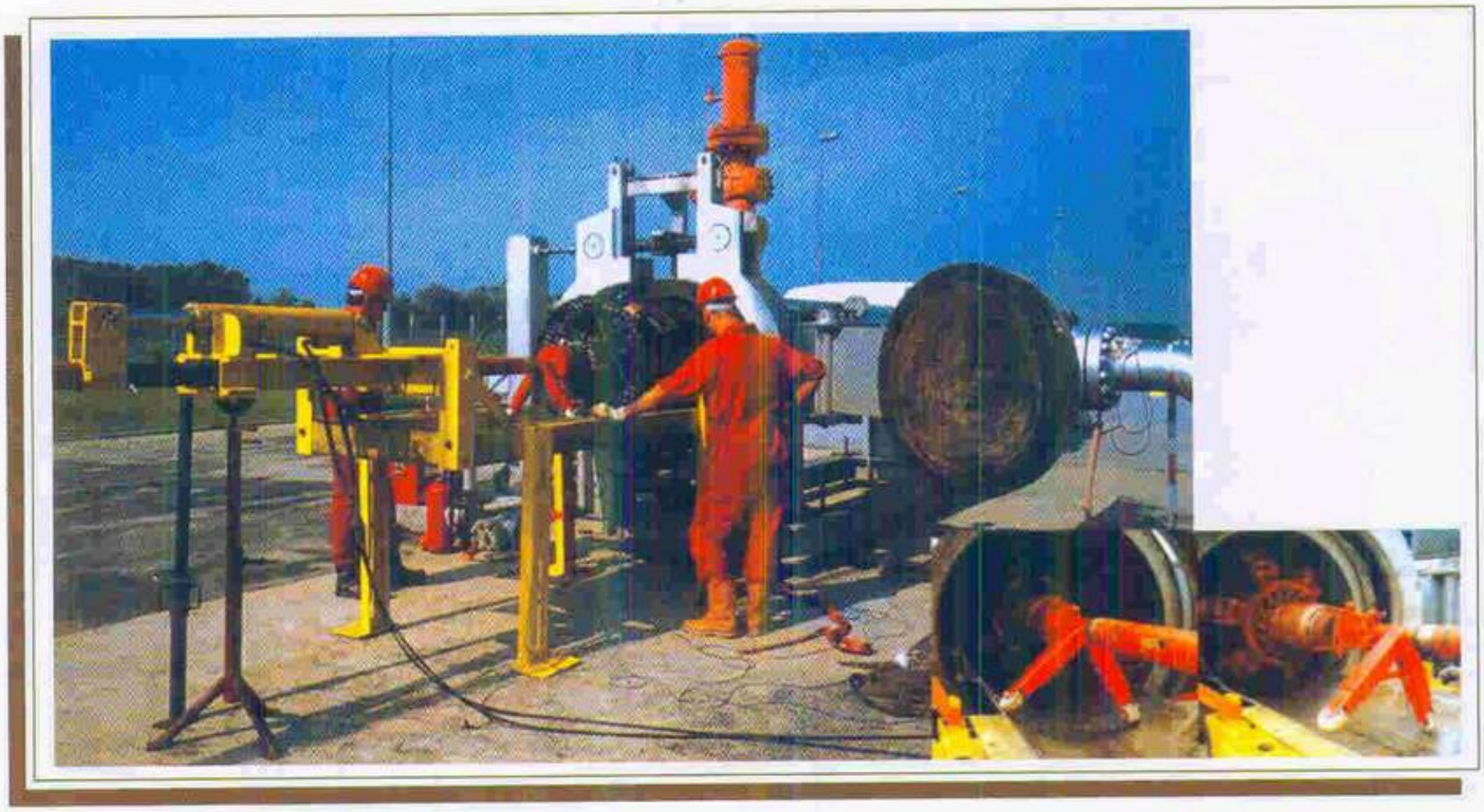
After debris removal and cleaning have been satisfactorily completed, gauging pigs are run. Gauging runs are necessary to determine that there is nothing protruding inside the pipeline which might cause an obstruction, and to ensure that the ovality of the pipeline is within accepted tolerances.

Geometry or caliper pigging

There is an inherent problem in relying on gauging pig runs to detect any anomalies in the bore of a pipeline. All too often, when the gauging plate is damaged, there is no way of finding out what caused the damage. It is usually also impossible to determine the location of the fault and, in severe cases, the pig may not emerge at all and be stuck in the pipeline. This has been overcome by the use of instrumented pigs which can pass severe obstructions while measuring and recording both the extent and location of the reduction. These are known as "geometry" or "caliper" pigs.

Hydrostatic testing

Every pipeline is subjected to a hydrostatic pressure test always prior to commissioning , and often at periodic intervals throughout its life to reconfirm its integrity or to upgrade its MAOP.
For pressure testing is important to ensure that the pipe is filled with a solid column of water. This is achieved by inserting a pig, or pigs, in the launcher before pumping starts. The pig(s) in front of the hydro test fill water will ensure all the air is removed. A regulating air vent valve is installed at the receiver to enable the movement of the pig (s) to be controlled by the operator at the receiving end. Air vents should also be installed at all high points of the system.



Dewatering

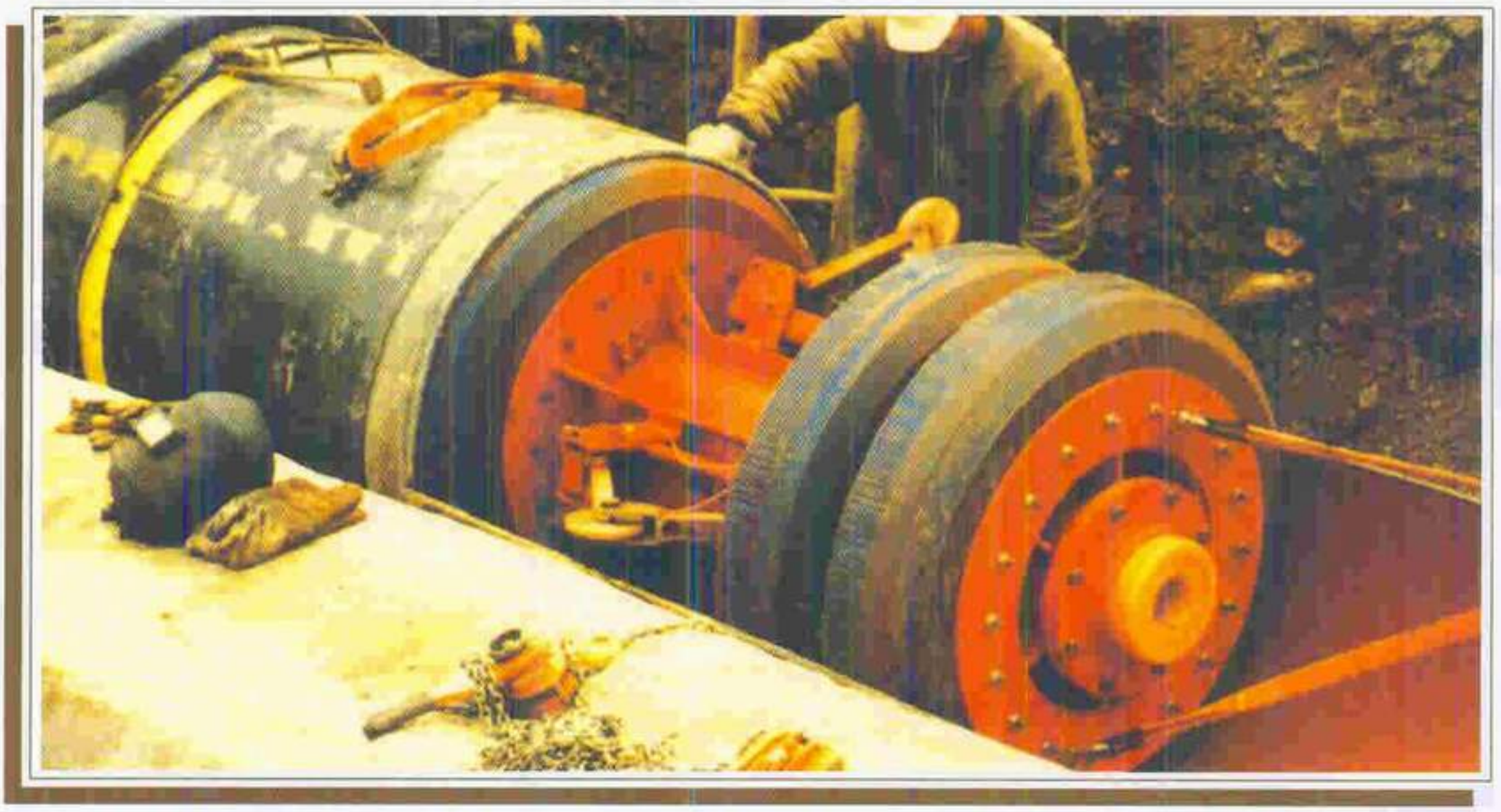
Once the hydrostatic test is completed, the water inside the pipe is removed by a series of pigs normally pushed through the pipeline by compressed air. For relatively long pipelines. Particularly in arid regions, it is not uncommon for the pipeline to be hydrostatic tested in sections. With the hydro test water transferred from one section of pipe to the next section during the dewatering operation.

Drying

A typical method of drying a pipeline is to blow dry air through the line. Usually in conjunction with foam pigs. Other methods include the use of nitrogen or to "use" vacuum drying.
The dry air and foam pig method is primarily for onshore pipelines, and is capable of achieving a degree of dryness and cleanness that will prevent contamination of most pipeline transported products. First, lightweight polyurethane foam swab pigs are run with extremely dry compressed air, typically with a 90F atmospheric dew point temperature. These swab pigs wipe out and soak up the residual water, while the dry air absorbs as much water as it can under the existing conditions and carries it out on the pipeline.

Commissioning

Commissioning, is the stage when the completed pipeline is filled with the product and brought to the point where it is ready for operation. It will almost always involve the use of pigs, and may require "slugs" of other substances. Such as methanol, glycol, diesel, etc, to be pumped through ahead of the product. Slugs, if used, are contained between two or more pigs and are usually designed to avoid product contaminations as, particularly with hydrocarbons, there may otherwise be a risk of explosion or perhaps serious blockages due to Hydrate formation. Because of the complexity, commissioning is another specialist



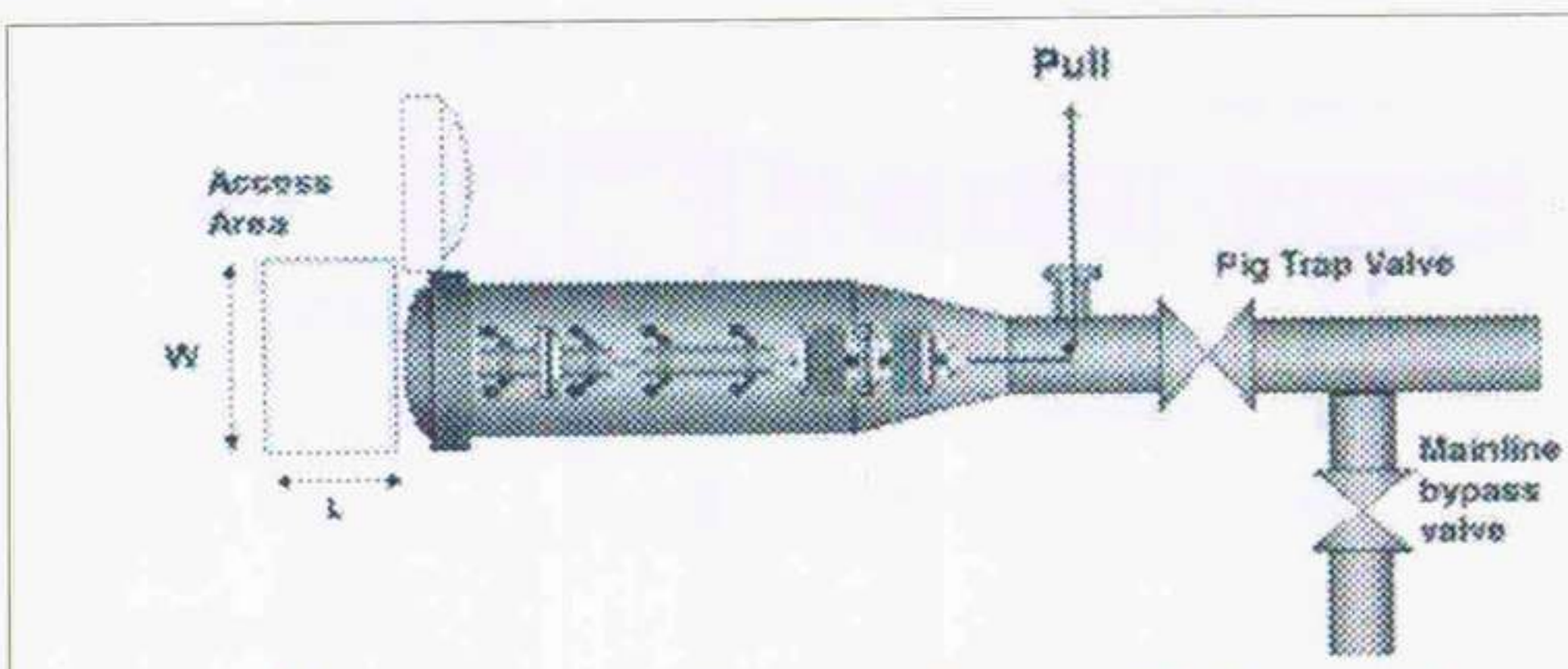
pigging activity which is almost always entrusted to a qualified pigging service company.

Inspection pigging

Utility pigs, which are used during the construction and operational phases, are intended to perform function such as cleaning . dewatering, etc. On the other hand, intelligent pigs, normally referred to as In line Inspection, or simply ILI tools, provide information on the condition of the pipe and/or its contents. They are not sold but are, in effect, the tools which are used by specialized inspection pigging companies to gather the data on the pipeline. This data is then analyzed by their engineers and technicians to determine and report on the condition of the line.

The information provided by these ILI services covers a wide range of inspection and troubleshooting needs, including:

diameter/geometry measurement, curvature monitoring, temperature/pressure recording, bend detection and measurement, metal loss/corrosion detection, photographic inspection, crack detection, wax deposition measurement, leak detection, and product sampling. Each of these services is discussed in detail, in subsequent sections of this publication. Many inspections surveys, particularly those for metal loss and geometry, are usually run during or soon after commissioning in order to provide a baseline "survey". This enables subsequent inspections to be compared with the original



Pig Loading using a winch-through Tee piece

results, and makes it possible to detect any trends, as well as to establish the average rate at which any changes are taking place. Such information is invaluable for both maintenance and production planning.

PIG TRAPS AND PIGGING STATIONS

Basic configuration

Pig traps are used for inserting pigs into a pipeline then launching. Receiving, and finally removing them Often during construction, and sometimes for maintenance and inspection purposes, temporary traps and pig catchers' may be installed. These may be anything from simple Espoo Pieces with branch connections or vents fabricated on site, to complex portable units such as lay down heads which may be designed to launch multiple pigs from a sub sea location.

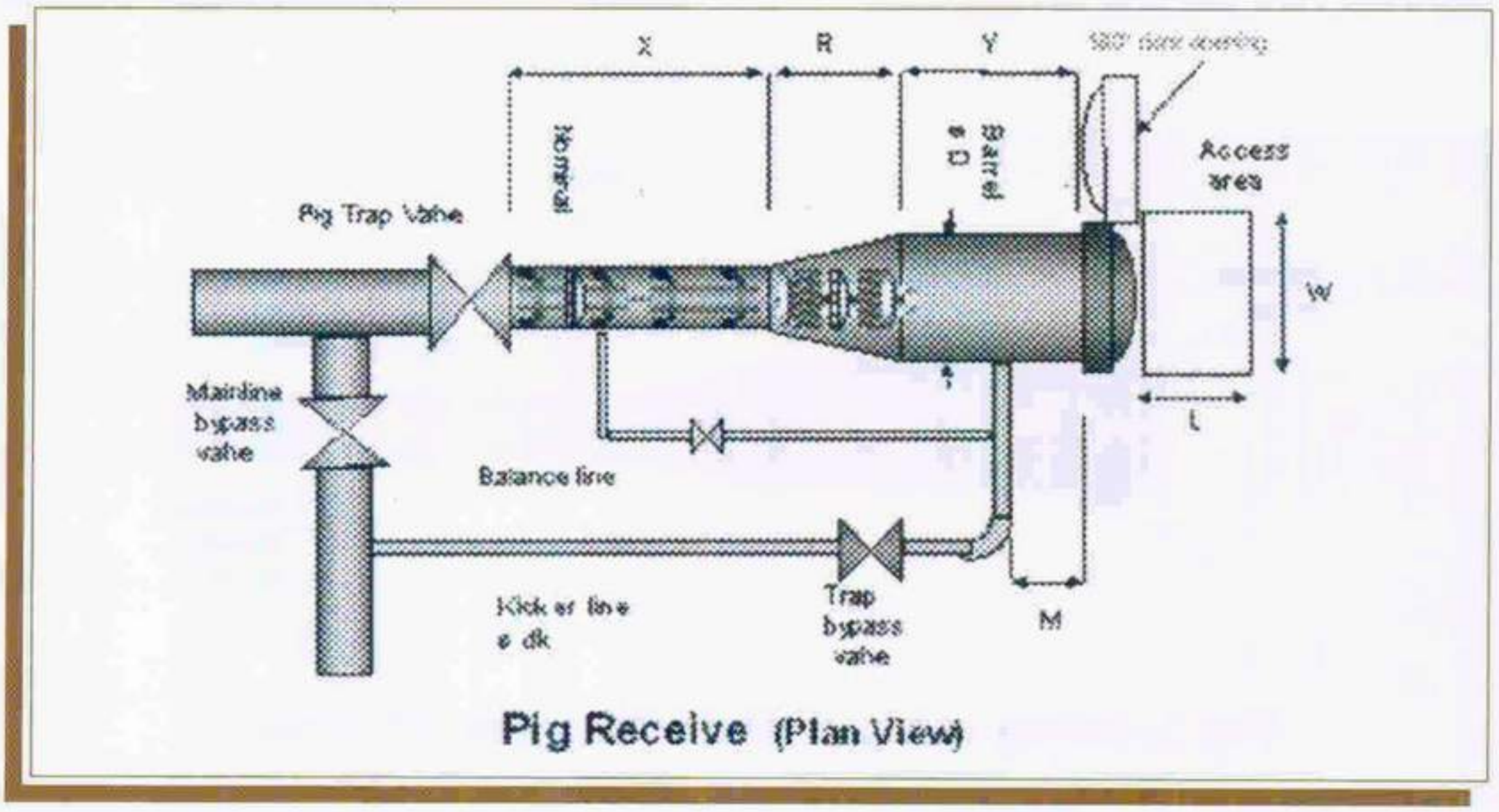
Permanent installations for operational purpose stand to have a more of ESS standard layout, but virtually all except pig catchers are based on the principle of a simple bypass loop into which the trap is installed.

Pig signalers

The two basic types of signaler are intrusive (those that protrude into the pipeline and make physical contact with the pig), and nonintrusive' (those which are triggered by some other methods change in a magnetic field).

The trigger on intrusive signalers may be either a lever or a plunger. All plunger types will operate regardless of the direction in which the pig is traveling, i.e. they are "bidirectional". Lever type intrusive signalers may be either unidirectional and bidirectional. The latter are generally preferred, as they allow for a pig to be run in the reverse direction if this should become necessary.

Signalers too need regular servicing and this may require that they be removed from the line. To facilitate this, the signaler installed downstream of the main trap valve should be capable of being safely removed under pressure using one of the proprietary methods available.



Pig Receive (Plan View)

Handling equipment

The pig stations must be equipped with suitable handling facilities. These usually comprise carnage to lift or lower the pig into position onto a purpose built cradle,and a ram (usually hydraulic) to push the pig in, or to pull in out.
Carnage alone may not be acceptable due to the difficulty in manhandling the pig into or out of the trap, as well as the problem of ensuring that the front cup is properly located in the reducer at the launcher.
As with the trap design, special consideration must be given to the need to handle ILI tools, as this will affect both the configuration and the weight requirements for the handling systems.

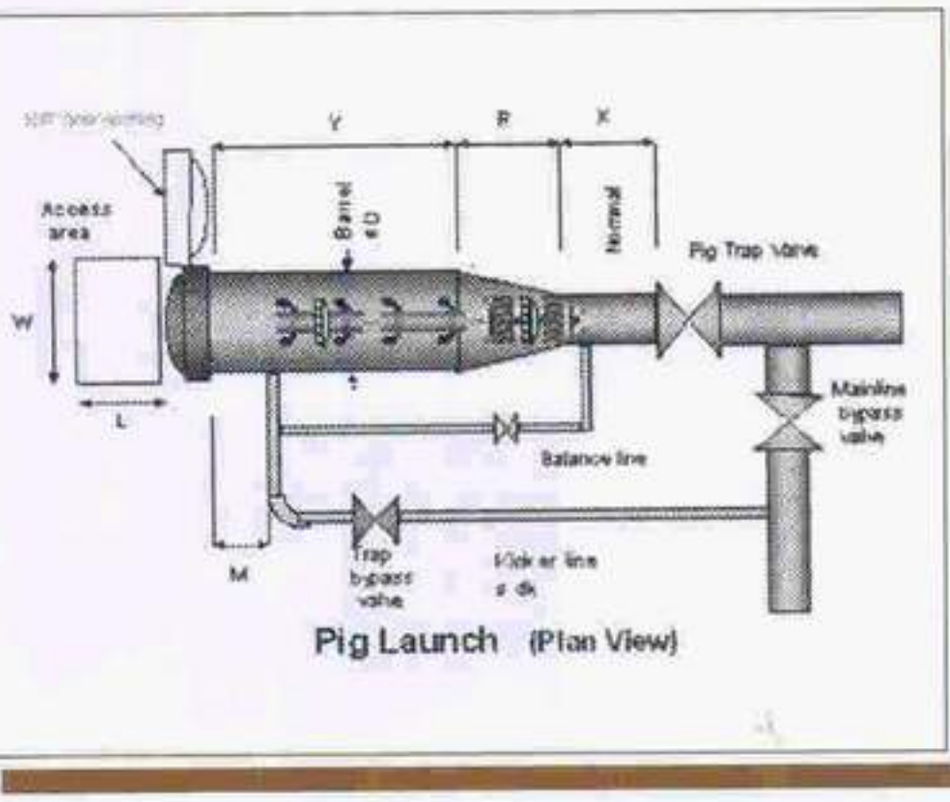
Operating Conditions

Pig speed

One of the more obvious problems is "speed excursions". When pigging low pressure gas pipelines, the pig will holdup at a weld bead or other obstruction until the gas pressure builds up behind it sufficiently to overcome the obstacle. It then accelerates away often attaining speeds of well over 60 mph before coming to rest once more and repeating this cycle.
This not only results in negligible pigging efficiency, but is also highly dangerous. Pigs have been known to rip open and exit a pipe on a bend when traveling under these conditions.
Perhaps the most important factor concerning speed is its effect on the sealing efficiency of a pig. The importance of creating and maintaining a good seal is obvious for the separation of dissimilar fluids (batching) in products pipelines, for condensate removal in gas lines, for commissioning, and more recently, for providing secondary barriers for pipeline isolation.
Less obvious, but equally important, is the film thickness left behind the pig when applying in coatings or when performing batch inhibition.
Manufacturers Of ILI tools pigs have determined and specified, the speeds at which their pigs must be run to obtain optimum performance. These range between about 1 to 10 m/h (0.5 to 4m/sec), although many of the geometry pigs can perform at much higher velocities.
Utility pigs however, must be run at whatever velocity the pipeline is operating. The speeds usually recommended for routine, conventional, on stream pigging are 2 to 10 mph (1 to 5m/sec) for liquids, and 5 to 15 mph (2 to 7m/sec) in gas lines. These figures may differ if the pig is run during construction or commissioning. However, it has to be said that these speeds are simple 'Rules of Thumb'. Different pigs will have different limitations, so it is important to advise the pig supplier of the operating conditions

Temperature

The maximum allowable operating temperature for a pipeline pig will depend almost entirely on its construction. For utility pigs, the limiting factor is usually the polyurethane or other elastomer seals. As a general rule the upper limit



Pig Launch (Plan View)

is 140 F (60 C) although for certain grades or for extended use, this may need to be reduced slightly. Polyurethane is particularly susceptible to hot water. With instrumented pigs, it is invariably the electronics that limit the allowable working temperature, and even though military specifications are frequently used, 105 F (40 C) is generally the upper limit. When ever consideration is being given to pipeline pigging, any temperature above ambient should be made known to the supplier at the enquiry stage.

Pressure

Provided the bodies are not sealed in any way, there is usually no upper limit to the allowable working pressure for a utility pipeline pig. ILI tools invariably have the instrumentation housed in sealed pressure tight containers, and therefore have very strict limitations with respect to allowable external pressure. Most ILI tools can perform up to pressures of 1000psi, and many can exceed 2000 psi, but to ensure that there are no problems, the working pressure must also be made known to the prospective supplier at the inquiry stage.

EQUIPMENT DESCRIPTION AND USES

Cleaning and Construction

Utility Pigs

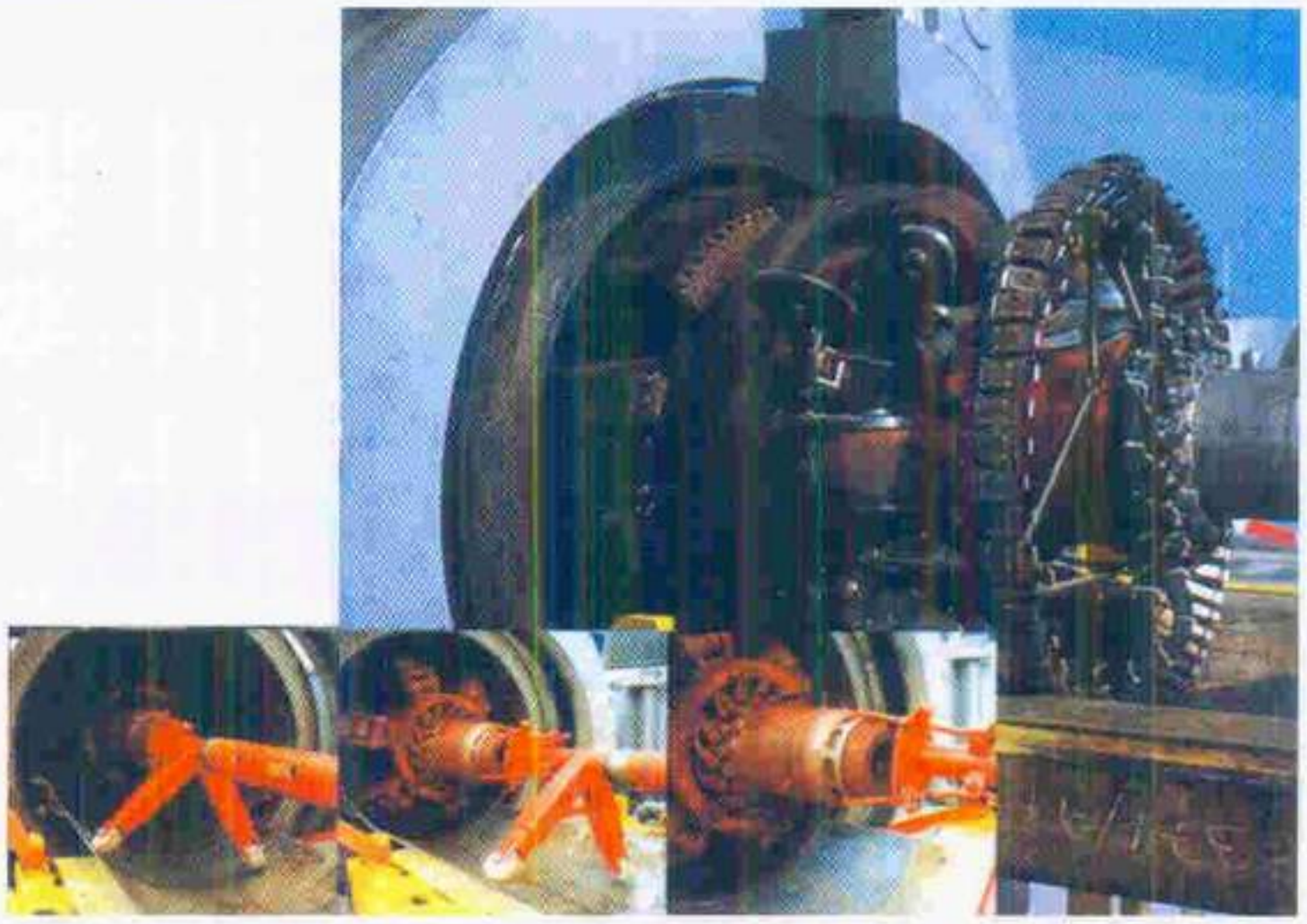
Utility pigs can be divided into two types:

a) Cleaning pigs for removing accumulated solids or debris

b) Sealing pigs for removing accumulated liquids, separating dissimilar fluids, filling, dewatering, etc.Cleaning pigs are often referred to as "scrapers", while sealing pigs may be called "batching" or sometimes 'swabbing' pigs.

Utility pigs are provided in four different forms:

1 Mandrel pigs which are assembled from a



number of component parts and for which spare parts are available. Mandrel pigs are available in most sizes.

2 Foam pigs which are moulded from polyurethane foam with various configurations of solid polyurethane strips and/or wire bristles, studs, etc.,
permanently bonded to them. Foam pigs are available in most sizes.

3 Solid cast pigs which are molded in one piece usually from polyurethane. These pigs are normally only available in the smaller sizes.

4 Spheres normally filled with water / glycol, these pigs can be inflated to the optimum diameter.

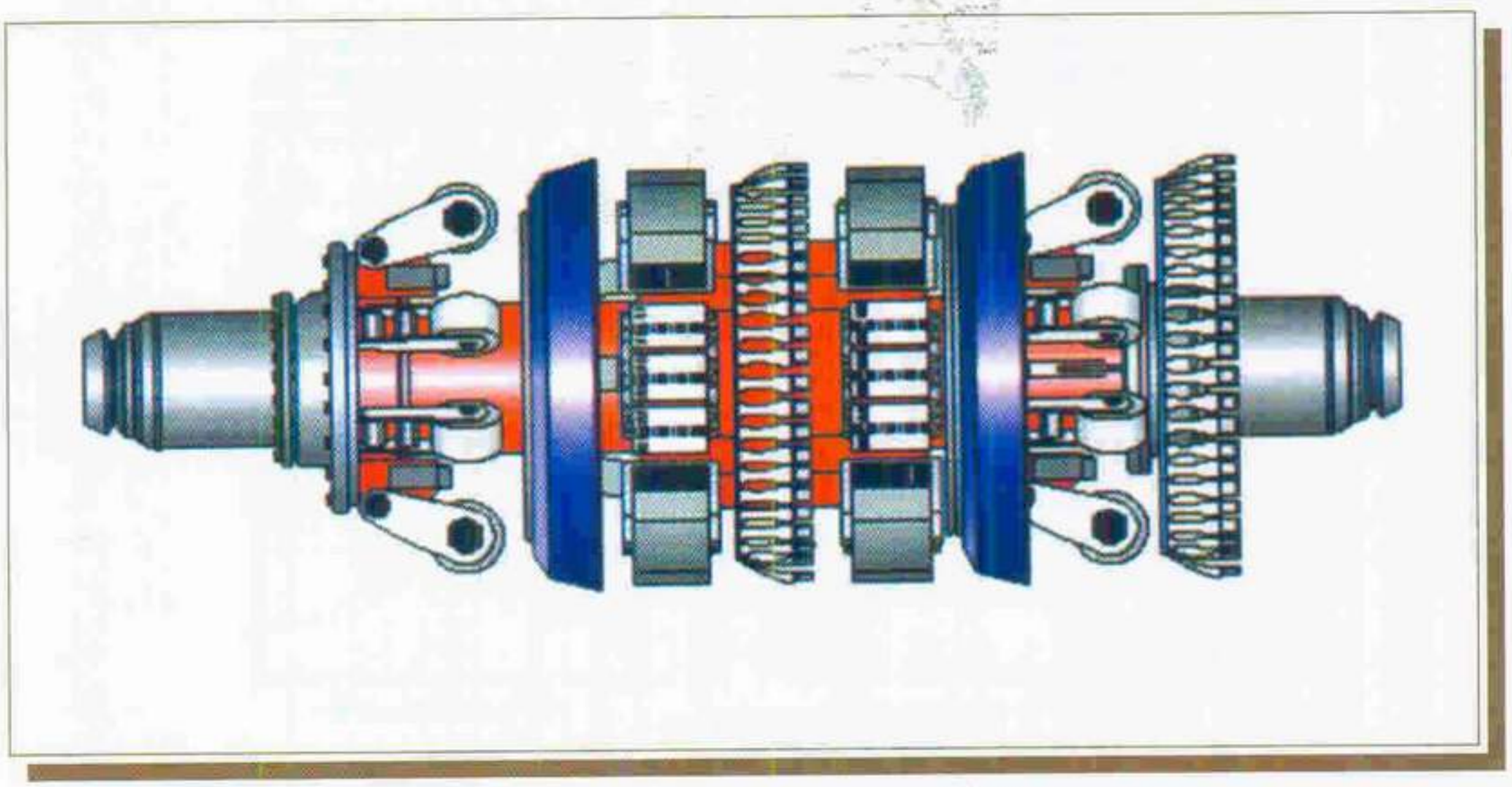
Standard pigs can only traverse the line in one direction, while "vidi" pigs are capable of traveling in either direction (i.e. bidirectionally). Multi diameter (or double diameter) pigs can traverse a pipeline which has more than one nominal diameter (normally only one or two line sizes different).

Cleaning pigs

The type of pig used for cleaning a pipeline will depend largely upon the nature of the material which is to be removed. As there is an almost infinite number of different sediments, deposits, and other substances which can cause reduced throughput, there is similarly a very large number of different types or configurations of pig which might be used to combat these problems. Often a single configuration of pig may not be the optimum for even one pipeline, let alone all pipelines. So discussion will be restricted to those most commonly used.

Mandrel Pigs

These are pigs which are made up of a number of component parts which are mounted on a body tubes so that they may be replaced or reconfigured as the need arises.
The pig bodies are usually of steel, although some manufacturers produce the whole pig in polyurethane or some of the other tougher



plastic materials. The driving cups (or seals) are invariably in polyurethane, whilst the cleaning elements are in a material and configuration which is determined by the nature of the deposit. For hard deposits, wire brushes or sometimes steel scraper blades may be needed, while for soft materials such as some waxes, sludge, etc., elastomer 'plough' blades may be used. Heavy duty discs machined to the line ID may also be used to good effect, those fitted to "bidi" pigs being typical examples.
These are discussed in more detail later in this section.

Foam Pigs

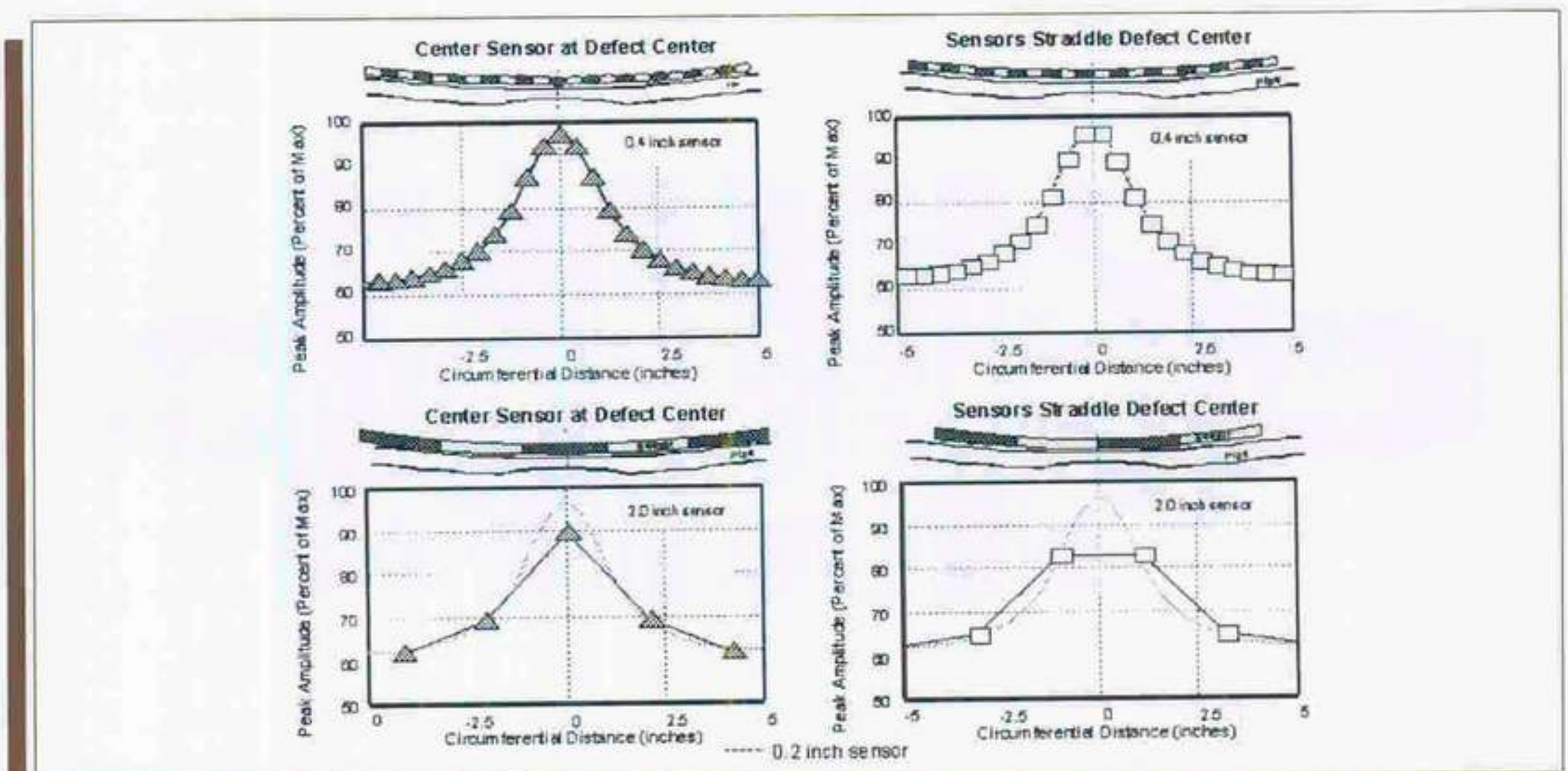
As with so many other products, the principle advantages of using plastic materials for pipeline pigs were apparent before the materials themselves were really sufficiently developed. Low cost price, zero maintenance, and reduced risk of "sticking", encouraged many operators to use them for purposes for which they were not suitable. As result, some of the early foam pigs gained a questionable reputation, which in most cases was undeserved.
Today, the technology has developed to a point where foam materials have a very high tear and wear resistance; most manufacturers now include some foam pigs in their range, but those who specialize in these products may carry over 30 different standard types.

Sealing pigs

An with the cleaning pigs, the final configuration of a sealing pig will depend upon its purpose. Typical applications of sealing pigs include:

- removal of condensates/liquids from gas lines
- separation of dissimilar fluids in multi product Lines.
- line filling prior to pressure
- Test of dewatering after pressure testing
- commissioning (separating slugs of methanol, nitrogen, etc.)
- in situ lining / coating
- Product removal prior to shutdown

These pigs also fall into much the same categories as cleaning pigs, so similar groupings



Will be used.

GAUGING PIGS

Although too small a group to justify a separate category, gauging pigs cannot be classified as either cleaning pigs or sealing pigs, but they still deserve mention.

Gauging pig runs are necessary to determine that there is nothing protruding inside the pipeline which might cause an obstruction and to ensure that the evaluate of the pipeline is within accepted tolerances. For this, utility pigs are fitted with a circular mild steel, or more commonly, an aluminum plate which is machined to some specified diameter, typically 95% of the smallest diameter of the installed pipeline. This is known as the "gauging plate".These "gauging pigs" are then run through pipeline. If the gauging plate sustains any damage, and investigation is carried out to establish the possible cause (s) of the damage and remedial action taken.

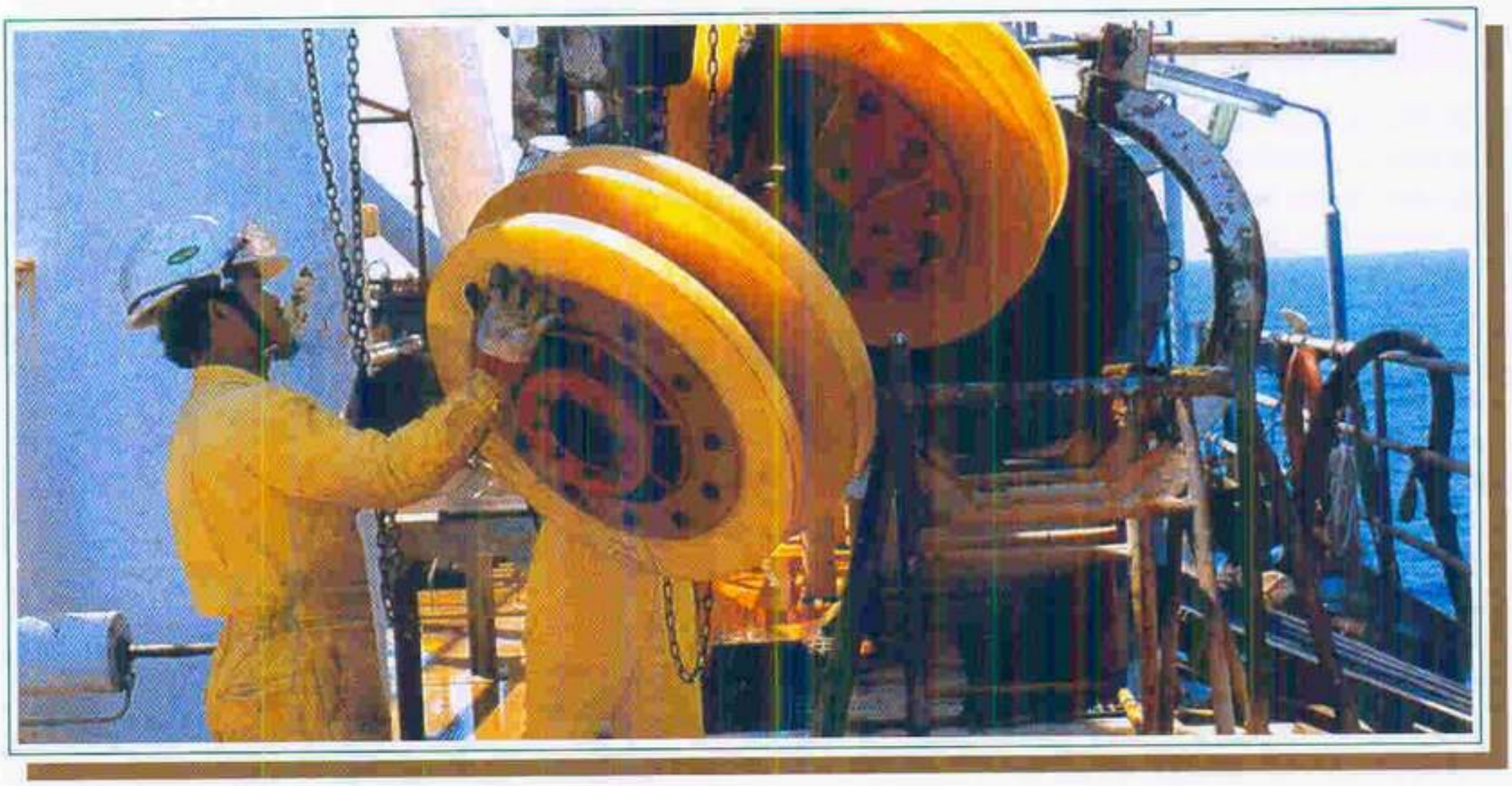
SPECIALIST UTILITY PIGS

While the majority of operational pipelines can be successfully pigged using standard proprietary products, there are many occasions where a specialist pig is required and there are some companies that specialized in this type of product rather than having a range of standard pigs. The following is typical of the many specialist pigs which have been developed:

- Magnetic cleaning pig
- Pressure bypass pig
- Pinwheel pig
- Shunting pig

IN LINE INSPECTIONS (ILI) TOOLS

In line inspection (ILI) really began in the 1960s with the introduction of tool for corrosion measurement based on magnetic flux leakage



Technology. This was soon followed by an electro mechanical pig for geometry measurement. Today there are over 30 different tools in use by more than a dozen companies providing ILI services. Many years of research and many millions of dollars have been spent in their development.

Although the two most common requirements are for geometry (diameter) measurement and for metal loss (corrosion) detection, the information which can be provided by these ILI services covers a much wider range of inspection and troubleshooting needs. These include:

- Geometry measurement
- curvature monitoring
- Leak detection, pipeline profile
- Temperature and pressure recording mapping
- Bend measurement
- metal loss detection
- Product sampling
- Photographic inspection
- Wax deposition measurement
- crack detection

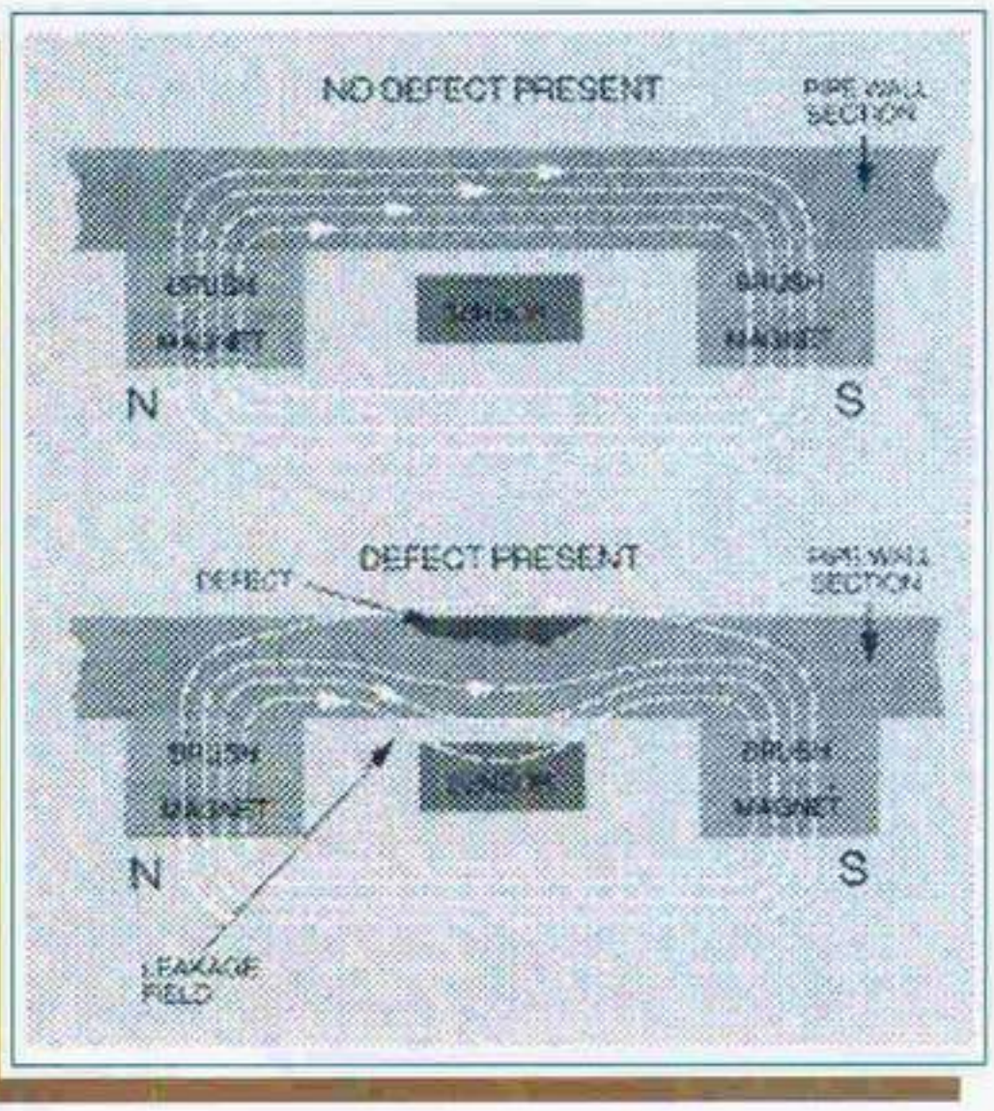
The following provides a brief introduction to some of the most commonly used types.

Metal loss (corrosion) pigs

Metal loss, regardless of whether it is caused by corrosion, erosion, gouging, or whatever, is potentially the most serious pipeline fault. It is not surprising, therefore, that more research and development money has been spent on developing ILI tools to detect metal loss than on all the other ILI tools combined.

Research has gone on at the highest levels in order to determine the best methods of measuring metal loss while a pipeline remains in operation. Two basic principles have emerged: magneticflux leakage (MFL) and ultrasonic. The basic techniques are very simple, but the problems of putting them into practice have proved to be extraordinarily difficult.

Each technique has different strengths and weaknesses. The magnetic flux leakage Technique can be used in either liquids or gases and can measure metal loss, even in relatively thin wall pipes, which can be difficult with ultrasonic tools. On the other hand, ultrasonic pigs can generally only be used in homogeneous liquids, but they are able to measure much heavier wall thicknesses than is possible with some of the Magnetic flux pigs.



magnetic flux pigs

The principle operation of magnetic flux pigs is as shown in figure magnetic flux is induced into the pipe wall between two magnets. Any metal loss which occurs in the wall results in the flux lines being distorted, and this distortion is sensed by a detector which then generates an electrical signal, indicating metal loss. These signals are passed through sophisticated microprocessors and the resulting data is stored for detailed computer analysis and subsequent reporting on completion of the run.
Continuous development of magnets, sensors, computer analysis, and reporting systems has led to what is now generally referred to as low resolution and high resolution tools, the latter being the result of the very latest technology.

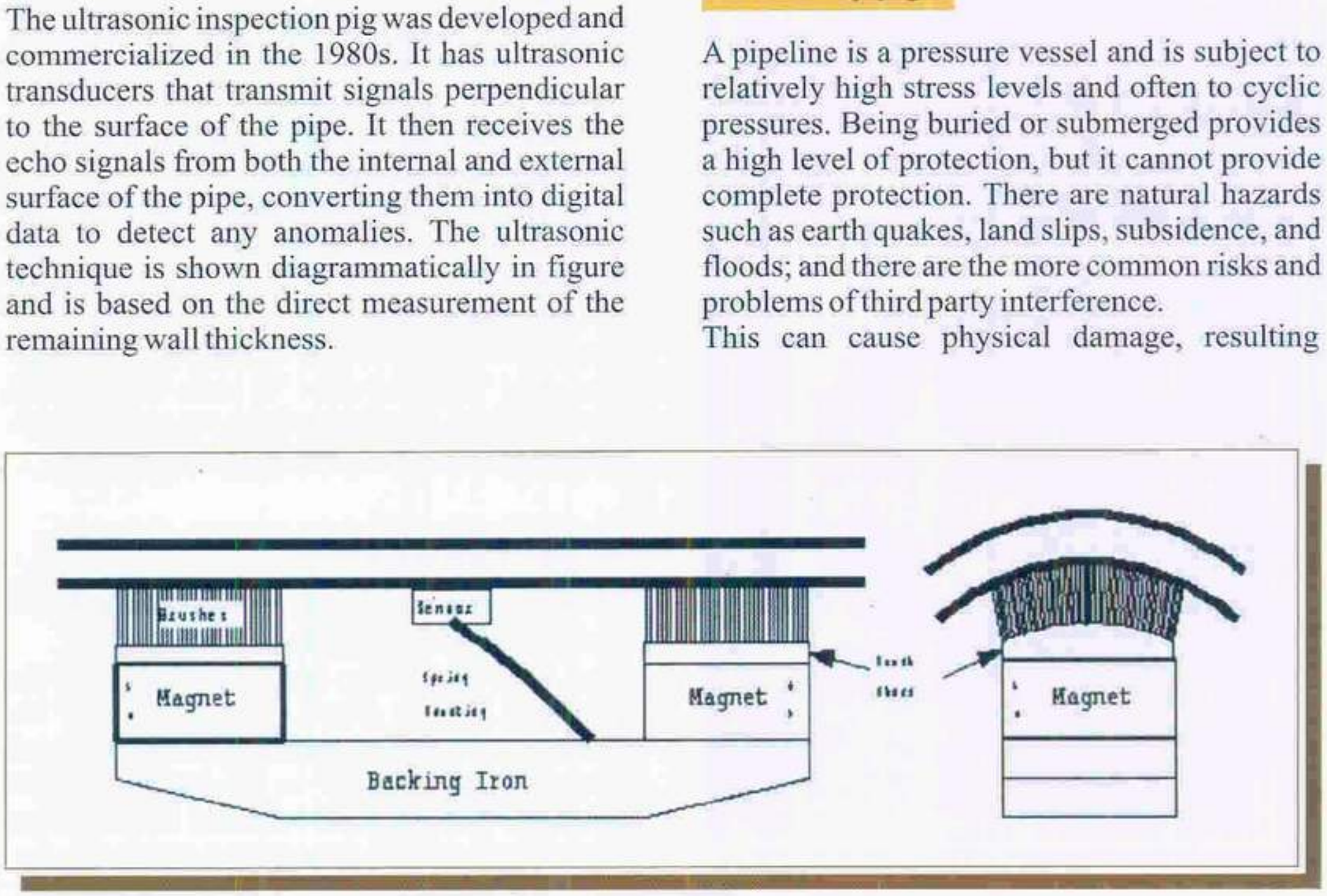
Ultrasonic Pigs

The ultrasonic inspection pig was developed and commercialized in the 1980s. It has ultrasonic transducers that transmit signals perpendicular to the surface of the pipe. It then receives the echo signals from both the internal and external surface of the pipe, converting them into digital data to detect any anomalies. The ultrasonic technique is shown diagrammatically in figure and is based on the direct measurement of the remaining wall thickness.

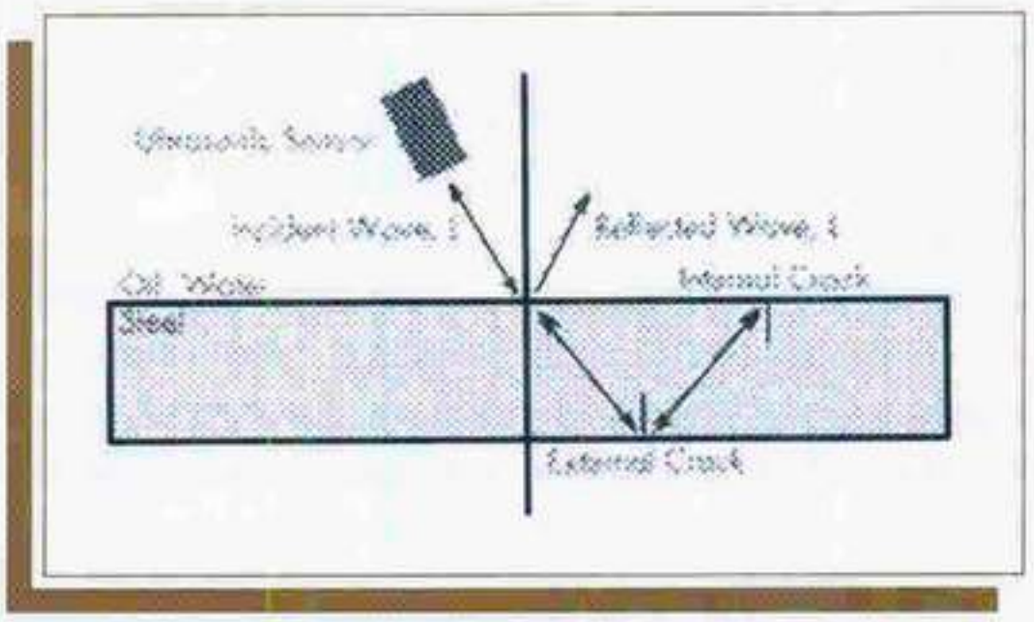
As already stated, ultrasonic tools use the principle of ultrasonic waves traveling in a liquid medium. In order to inspect a gas pipeline, the tool needs to be in a liquid slug with seal pigs in front of and behind the tool and with a homogeneous liquid in between. Because it is essentially a non contact system, ultrasonic pigs lend themselves more easily to bidirectional use. This can be useful to inspect offshore loading / unloading pipelines where it is difficult to provide a receiving facility at the end.
Most metal loss pigs can detect defects such as internal and external corrosion, pitting, mechanical faults, laminations, and dents or other deformations, as well as hydrogen induced cracking (HIC). Stress corrosion cracking(SCC) cannot be detected by metal loss pigs, but it can be detected by another type of ILI tool using special ultrasonic transducers.

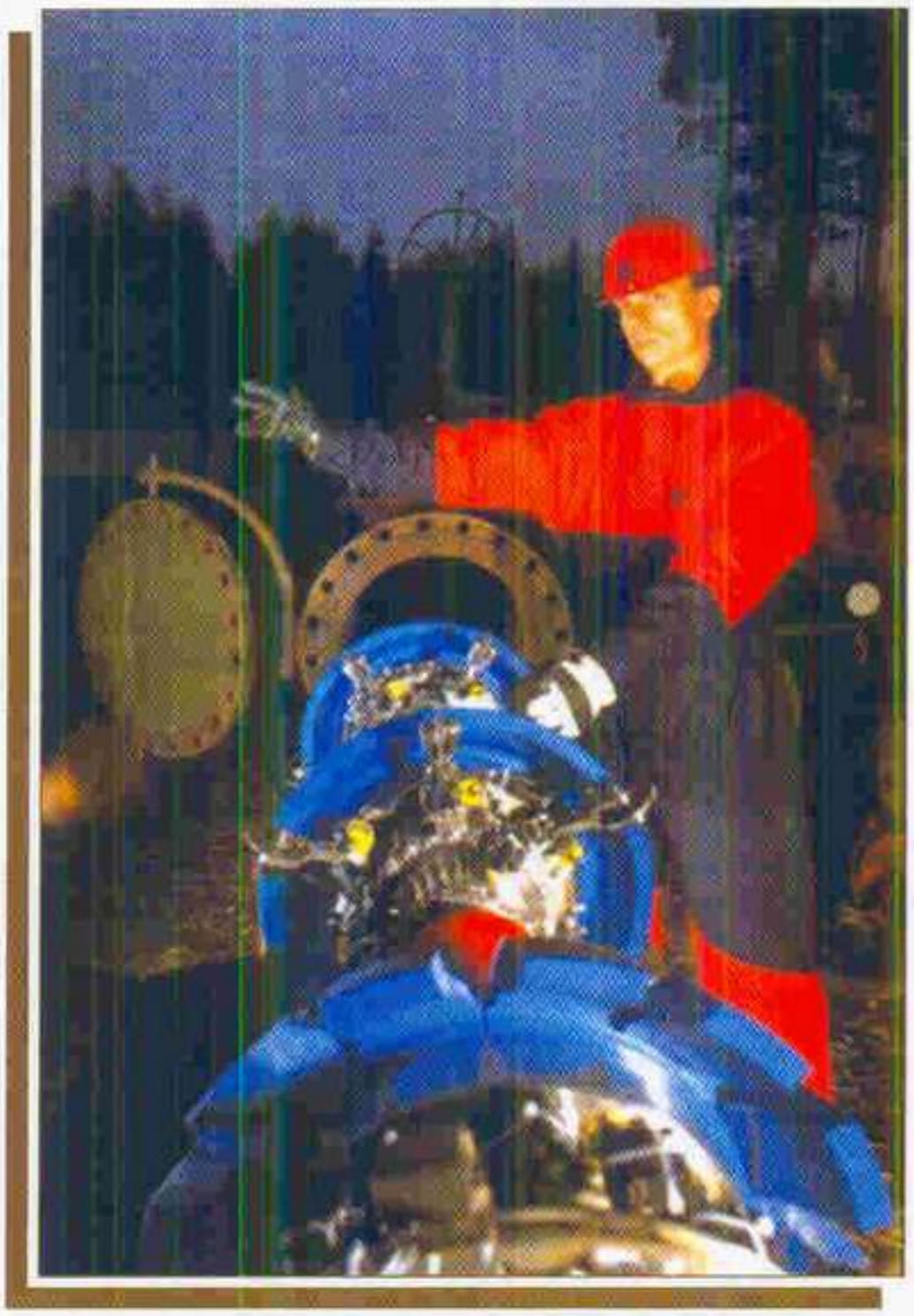
Geometry pigs

A pipeline is a pressure vessel and is subject to relatively high stress levels and often to cyclic pressures. Being buried or submerged provides a high level of protection, but it cannot provide complete protection. There are natural hazards such as earth quakes, land slips, subsidence, and floods; and there are the more common risks and problems of third party interference.
This can cause physical damage, resulting



Indents, buckles, gouges, etc., and it may not (indeed it rarely does) cause the line to rupture immediately. Mostly, it results in deformation of the line. This is what might be called an "insidious defect", the dictionary definition of "insidious" is acting gradually and





Imperceptibly but with grave consequences. And that is what some forms of physical damage can do to a pipeline, so it is vitally important that every significant deviation form the ideal shape for a pressure vessel, i.e. perfectly round, is investigated. But to investigate these deviations it is first necessary to find them, and this is the main purpose of geometry pigs. The first geometry pigs were designed to overcome the problems of using gauging pigs. Once a gauging pig had indicated there was a problem, the time and cost of locating it was prohibitive.

By using an odometer wheel to measure the distance traveled, and a mechanically activated stylus to indicate the extent of the damage, the resulting paper chart provided a trace which was proportional in length to the pipeline and on which were indicated the reductions of diameter. Skilled analysis could not only provide a measure of the reduction but also a reliable estimate of its shape and probable cause.

Geometry pigs have been developed and improved continuously, and most now contain an electronic package and rely on computer analysis which greatly enhances both the accuracy and the amount of information which can be provided.

One type utilizes a non contact (eddy current) method to provide a profile of the inside diameter of the pipeline. This works on the basis of the measurement of the distortion of a magnetic field caused by variations in the pipe diameter. This provides it with exceptional performance characteristics, especially with respect to maximum permissible speeds.

Leak detector pigs

There are a number of techniques used to detect and locate leaks in a pipeline.

One leak detection system works on the principle that a liquid leak will emit an ultrasonic frequency when the fluid is forced through a small hole in the pipeline under pressure. This pig must not be in close contact with the pipe wall to ensure that it does not make

Any sounds which the hydro phones may pick up and record as a leak. The instrument carried in the pig's body prints out a tape which provides details of the time at which a leak is heard. Using a time base and a magnetic marker system placed at known points on the outside of the pipeline, the leak can quickly be traced.

Several systems are based on pressure decay. This simply means that if a section of the pipeline is isolated using a pig or sphere then, if there is a leak in that section, the pressure will fall. There are a number of ways in which pigs can be used to detect leaks by pressure decay. It can be done using either one or two pigs, but all must carry reliable locators.

Another system locates leaks using a pig which carries an onboard flow meter. It is pumped to any given position within the pipeline and halted. The line is then pressurized and the pig will literally measure the flow of fluid through the flow meter housed in the body. The flow meter then transmits both the volume and the direction of the flow through the pipe wall to the operator, from which it is possible to determine the location of the leak.

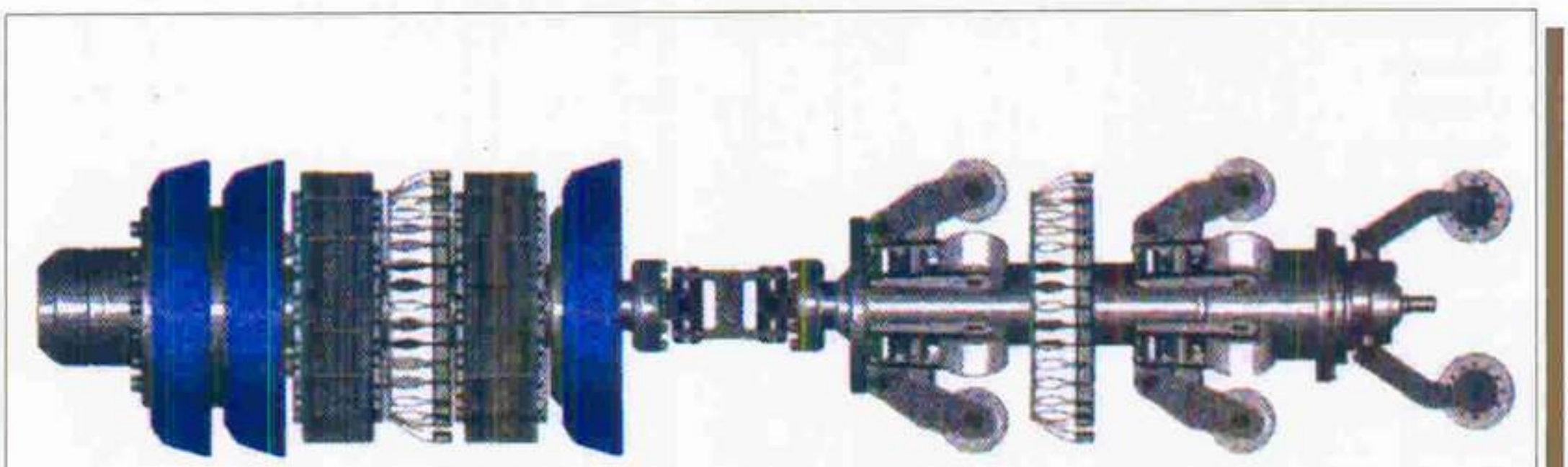
Yet another system, based on radioactivity, has been made possible by the development of highly sensitive detectors which allow the use of Very low level, short half life, radioactive sources, making it extremely safe. The radioactive fluid is introduced into the pipeline and leaks out into the surrounding line cover. A pig carrying the detector is then launched which records the time at which the leak is detected. With radioactive markers attached to the line at known points, the leak can then be located.

PIG SIGNALERS, LOCATORS, AND TRACKING SYSTEMS

It is always necessary to know when a pig has left the launching trap and when it arrives at the receiver. However, whenever pigging takes place in other than routine conditions, it may be helpful to know where the pig is at any given time.

Then, if anything does go wrong, valuable time is saved in looking for it. Firstly, it is important to understand the terminology:

- Pig signaling is a method of indicating when the pig has reached a certain point in the pipeline. This is usually achieved by attaching Triggering device or "signaler". This may be activated by the pig physically moving a lever or plunger which protrudes into the line (referred to



Triggering device or "signaler", This may be activated by the pig physically moving a lever or plunger which protrudes into the line (referred to as intrusive), or by remotely sensing the pig's presence from outside the pipe wall by, for example, a change in the magnetic field. This is usually referred to as a nonintrusive signaler.

* Pig locating is a method of determining the position of a pig, normally when it is stationary, and usually due to it being either held up (due perhaps to low flow conditions), or stuck (due to damage or obstruction). This normally requires the pig to carry a transmitter devcice of some kind, and a receiver to be carried along the line to locate it.

* Pig tracking is a method of literally following the path of a pig either continuously or, more likely by locations series of predetermined points. This can be achieved by various methods including transmitter/receiver systems, mass balance via computer calculations, and by acoustics.

LIST OF PIPELINE IMPERFECTIONS AND CONDITIONS

- Buckle
- Corrosion
- Cracks
- Dent
- Disbanded
- Erosion
- Gouges
- Inclusions
- Lamination
- Mechanical damage
- Obstructions
- Ovality
- Porosity
- Radius bends
- Slivers
- Wrinkles

برخی از سازندگان پیک

In line Inspection Services / Manufacturer &/or Service Company	Metalloss & corrosion(MFL)	Meta loss & corrosion(UT)	Meta loss & corrosion(other)	Geometry	Crack detection	Leak detection	Photographic/video	Bend detection	Profile/mapping	spanning/line cover	smart utility pigs
Bj process & technical services	●	●		●	●	●	●	●	●	●	
Dia scan technical diagnostics center	●	●	●	●				●	●	●	
A Hak industrial services bv	●	●	●	●		●	●	●	●		
NGKS pipeline international Corp	●	●	●	●	●			●	●	●	
3P services Gmbh & Co KG	●		●	●		●		●	●		
PII Pipeline solutions	●	●	●	●	●	●		●	●		
Pipeline services LLC(pls)	●										
Pipeline technologies Co of China	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
ROSEN Group	●		●	●	●	●		●	●	●	
TRAPIL	●			●	●	●					
TD Williamson				●				●			●