



# آنالیز دینامیکی رشته حفاری

## Drilling Dynamic Analysis

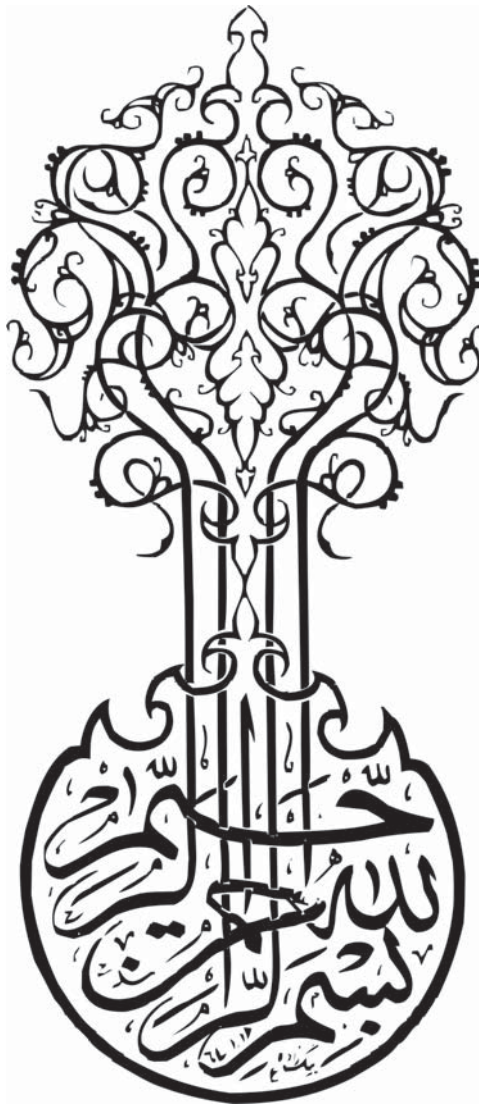
تالیف: مهندس حمید رضا مردان

امور پژوهش و توسعه

شماره ۸۵۴۱۰۱

زمستان ۱۳۸۵





## پیش گفتار

حمد و سپاس خدایی را سزااست که به ما توانایی انجام کار عنایت فرمود. اکنون که توفیق خدمت یافته ایم جا دارد از کلیه دوستان و همکارانی که در تهیه این اثر ما را یاری نموده اند تشکر و قدردانی نمایم.

کتاب حاضر اولین اثری است که در زمینه دینامیک رشته حفاری به چاپ می رسد؛ بدیهی است این اولین گام خالی از اشکال نیز نمیتواند باشد. ضمن تقدیم تلاشمان از کلیه کارشناسان و دست اندر کاران این صنعت انتظار دارد با راهنمایی های خود ما را در برداشتن گامهایی استوارتر یاری نمایند.

بحث دینامیک رشته حفاری اولین بار اواخر سال ۱۹۸۰ در Institut Francais prtrole مطرح شد. در آن سال طی تحقیقی اقدام به اندازه گیری پارامترهای حفاری مانند RPM و WOB در سطح و اعماق چاه نمودند. نتایج اندازه گیریهای صورت پذیرفته نشان داد که اندازه و شدت تغییرات پارامترهای حفاری در سطح و عمق چاه با یکدیگر متفاوت است و این بدلیل اندر کنش های بین مته و رشته حفاری با سازند و دیواره چاه است. به عبارت دیگر اندازه و شتاب نیروهای وارده به رشته حفاری در اعماق چاه بسیار بزرگتر از آن است که در سطح مشاهده می شود.

خوشبختانه نتایج تحقیقات صورت پذیرفته در دنیا منجر به تولید تجهیزات و تکنولوژی لازم برای پایش (مانیتورینگ) پارامترهای حفاری در رشته حفاری شده است.

طی سه سال اخیر مطالعات زیادی توسط دانشگاه های ایران تحت عنوان پروژه های دانشجویی و

پژوهشی بر روی این موضوع در حال انجام بوده است. یکی از آن مطالعات توسط جناب آقای دکتر شاپور مرادی استاد بخش مکانیک دانشگاه چمران اهواز با همکاری مناطق نفتخیز جنوب و شرکت ملی حفاری طی یک پروژه پژوهشی به انجام رسیده است، نتایج این تحقیق نشان داد، دلیل عمده ضایعات وارده به رشته حفاری در میدان گچساران (لیشتر شمالی) ناشی از ارتعاشات و مسایل مربوط به دینامیک رشته حفاری بوده است.

در این کتاب سعی شده موضوع دینامیک رشته حفاری حداقل امکان بصورت ساده ایی مطرح گردد و توصیه های عملی و مفیدی جهت کاهش ضایعات وارده به رشته حفاری مطرح شود تا قابلیت کاربرد جهت کارشناسان و نیروهای دست اندرکار حفاری چاه های نفت و گاز را داشته باشد. البته جهت تدریس دینامیک رشته حفاری در آموزشگاه های حفاری نیازمند توضیح و تفسیر بیشتری خواهد بود.

حمید رضا مردان دزفولی

زمستان ۸۵

## فهرست

۱	مقدمه
۳	۱- رشته حفاری
۴	۱.۱- لوله های حفاری
۱۳	۱.۱.۱- مکانیزمهایی که باعث خرابی رشته می شوند
۲۴	۱.۱.۲- خواص متالورژیکی و شیمیایی لوله های حفاری
۳۶	۱.۲- انواع ارتعاشات مکانیکی رشته حفاری
۳۶	۱.۲.۱- ارتعاشات محوری
۳۸	۱.۲.۲- ارتعاشات پیچشی
۳۸	۱.۲.۳- ارتعاشات عرضی
۳۹	۲- آثار مخرب ارتعاشات بر روی رشته حفاری
۳۹	۲.۱- رشد سریع ترکهای خستگی
۴۱	۲.۲- فرآیند خستگی
۴۲	۲.۳- سایش ابزار پیوند

۴۳	۳- روشهای تشخیص ارتعاشات در رشته حفاری
۴۳	۳.۱- روش مشاهده آثار
۴۴	۳.۲- اندازه گیری سطحی و درون چاهی
۴۷	۴- عوامل مؤثر در تشدید ارتعاشات رشته حفاری
۴۷	۴.۱- قطرو عمق چاه
۴۷	۴.۲- قابلیت حفاری سازند
۴۸	۴.۳- طراحی رشته حفاری
۴۹	۴.۴- نوع مته (مکانیزم حفاری)
۵۰	۴.۵- RPM, WOB
۵۰	۴.۶- آثار سطحی روی لوله‌های حفاری
۵۴	۵- روشهای مبارزه و کنترل ارتعاشات
۵۴	۵.۱- استفاده از جاذب ارتعاشات در رشته حفاری
۵۶	۵.۲- کنترل پارامترهای حفاری
۵۸	۵.۳- طراحی دینامیکی رشته حفاری
۵۹	۵.۴- دوره بازرسی لوله ها
۶۲	۶- توصیه ها و پیشنهادات
۶۷	۷- منابع



## مقدمه

براساس آمار ارائه شده توسط اداره ابزار در گردش شرکت ملی حفاری ایران، آمار لوله های حفاری تخریب شده در سالهای ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ به عبارت زیرند:

در صد ضایعات	متراژ کار کرد	تخریب شده	سالم	تعداد	سال
۱۳.۶٪	۲۹۲.۵۸۰	۳.۰۵۰	۱۹.۵۳۱	۲۲.۵۷۱	۱۳۸۳
۱۰.۰۳٪	۲۹۴.۲۸۴	۲.۴۵۶	۲۳.۹۰۵	۲۴.۹۹۲	۱۳۸۴

اعداد و ارقام ارائه شده در جدول فوق از چند نظر می تواند مورد توجه و مطالعه قرار گیرد:

- از نظر درصد و تعداد خرابی و هزینه هایی که به صنعت حفاری تحمیل شده است.
- از نظر روند نزولی آمار خرابی ارائه شده طی سالهای ۱۳۸۳ و ۱۳۸۴ و شناخت عوامل و عللی که باعث آن می شود.

براساس آمارهای موجود هزینه های ناشی از خرابی رشته حفاری بالغ بر ۱۰٪ کل هزینه های حفاری می باشد که به صورت بخشی از هزینه های حفاری شناخته می شود.

خرابی رشته حفاری ناشی از علل مختلفی میتواند باشد، که این عوامل ممکن است به صورت تکی و یا دسته جمعی باعث تخریب رشته حفاری شوند. بمنظور پیشگیری، کنترل و یا کاهش خرابی های بوجود آمده در رشته حفاری لازم است نسبت به شناخت این عوامل اقدام نمود.

امروزه با افزایش عمق چاهها، میزان خرابی رشته حفاری تاثیر بسزایی در هزینه های حفاری چاههای نفت و گاز دارد، چنانچه خرابی رشته حفاری منجر به بریدن رشته شود، هزینه های حفاری به صورت تصاعدی افزایش پیدا می کنند. براساس گزارشات موجود بالغ بر ۴۵٪ هزینه های حفاری چاههای عمیق مربوط به خرابی رشته، حین حفاری می باشد. لذا جلوگیری، کنترل و کاهش خرابی رشته، حین حفاری باعث کاهش شدید هزینه ها و افزایش کیفیت چاهها می شود.

براساس آمار ارائه شده توسط اداره ابزار در گردش شرکت ملی حفاری ایران از کل تعداد لوله های خراب شده در سال ۱۳۸۴ تنها ۷۳ عدد از این لوله ها در حین حفاری خراب شده اند، که از این تعداد



۹ مورد Twist off و ۶۴ مورد Wash out بوده است.

براساس گزارشات موجود در حفاری جهان حدود یک هفتم خرابی رشته منجر به بریدن می شود، بریدن رشته عملیات مانده یابی، کج کردن مسیر چاه، بجا ماندن رشته درون چاه و یا از دست رفتن چاه را می تواند به دنبال داشته باشد. هزینه های تحمیل شده ناشی از ۱۰ Twist off برابر هزینه های Wash out است.

با توجه به موارد گفته شده، خرابی رشته جزء لاینفکی از فرآیند حفاری در نظر گرفته می شود، آنالیز و شناخت عواملی که باعث خرابی رشته می شوند، بمنظور جلوگیری از وقوع و تکرار این عوامل، تنها راه کاهش هزینه ها و افزایش راندمان و کیفیت چاهها می باشد.

براساس آخرین تحقیقات صورت پذیرفته عواملی که باعث خرابی رشته حفاری می شوند را می توان به دو گروه عمده تقسیم کرد.

۱ - عوامل ساختاری ناشی از شرایط تولید اجزاء رشته حفاری.

۲ - عوامل عملیاتی ناشی از شرایط حفاری.

عوامل ساختاری که باعث تخریب رشته حفاری می شوند، مربوط به زمان تولید لوله های حفاری و وزنه، سابها، جارها و متها می شود که شامل مجموعه ایی از خواص فیزیکی، شیمیایی، متالورژیکی و مکانیکی است. براساس آنالیزهای صورت پذیرفته بر روی موارد تخریب شده، معلوم شده، کمتر از ۱٪ خرابیها، ناشی از این عوامل ساختاری بوده است، از آنجا که این اجزاء براساس استانداردهای بین المللی معتبر ساخته می شوند و سازندگان این تجهیزات برای اخذ مجوز ساخت، نیاز به کسب مجوز از انستیتوهای معتبر بین المللی دارند، لذا تمام این سازندگان مجهز به سیستم های کنترل کیفیت قابل اعتمادی می باشند، کلیه محصولات تولیدی قبل از خروج از کارخانه به صورت دقیق با تجهیزات قابل اعتماد مورد آزمایش قرار می گیرند و هرگونه مشکل ناشی از تولید کشف و از خروج قطعات معیوب جلوگیری می شود، همچنین کلیه پیمانکاران حفاری مجهز به تجهیزات بازرسی هستند و در صورت مشاهده هر گونه اشکال در اجزاء رشته حفاری قبل از ارسال به دستگاه حفاری آنها را مورد آزمایش قرار می دهند. با توجه به موارد گفته شده فرض بر این است که کلیه اجزاء رشته حفاری که در چاه رانده می شوند، عاری از هر گونه نقص ساختاری بوده و مشخصات آنها طبق خواص فیزیک و شیمیایی تعریف شده در استانداردهای مربوطه است. لذا ما در اینجا، بحث در خصوص عوامل ساختاری را در





همین حد پایان می دهیم.

باتوجه به موارد گفته شده میتوان نتیجه گرفت بالغ بر ۹۹٪ از خرابی اجزاء رشته حفاری ناشی از عوامل عملیاتی و شرایط حفاری است. در عمل مشاهده شده است، لوله های حفاری با شرایط ساختاری و تولیدی مشابه، دارای عمر مساوی نیستند و گاه این اختلاف عمر کاری به ده برابر می رسد، از اینجا می توان به اهمیت عوامل عملیاتی و شرایط حفاری پی برد.

عوامل ناشی از شرایط حفاری که باعث خرابی رشته حفاری می شوند، در ارزیابی دینامیکی رشته حفاری مورد بررسی قرار می گیرند، از اینجا می توان به اهمیت “آنالیز دینامیکی رشته حفاری” پی برد.



## ۱- رشته حفاری

رشته حفاری طبق تعریف انجمن نفت آمریکا API و اتحادیه بین المللی پیمانکاران حفاری IADC شامل مجموعه قطعات بین هرزگرد تا مته می باشند که برای حفاری به روش دورانی بکار گرفته می شوند، این قطعات عبارتند از:

- کیلی ، شیرهای ایمنی و ساب محافظ مربوطه.
- لوله های حفاری و لوله های حفاری جداره ضخیم.
- لوله های وزنه و تبدیلهای مربوطه.
- پایدار کننده ها، جارها، لرزه گیرها و سایر قطعات بکار رفته در BHA.
- مته و سابهای مربوطه.

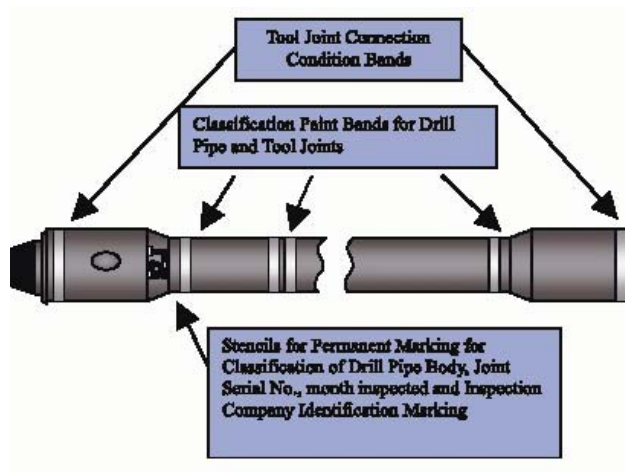
وظایف اصلی رشته حفاری عبارتند از:

- انتقال توان مکانیکی دورانی به مته،
- انتقال توان هیدرولیکی سیال حفاری،

سیال حفاری ضمن تمیز کردن مته و انتقال کننده ها به سطح وظیفه خنک کردن مته، ایجاد فشار هیدرواستاتیکی و دیواره سازی چاه را نیز انجام می دهد.

### ۱.۱ لوله های حفاری

لوله های حفاری از دو قسمت بدنه و ابزار پیوند تشکیل شده اند.



ابزار پیوند شامل یک نرینه PIN و یک مادینه بنام BOX می باشد، ابزار پیوند به بدنه لوله جوش میشود. این لوله ها براساس استاندارد API ساخته میشوند، قبل از استاندارد نمودن لوله های حفاری، لوله های ساخته شده توسط سازندگان مختلف بایکدیگر تفاوت داشت و لوله های حفاری و وزنه و اجزای مرتبط به رشته حفاری، ساخته شده توسط سازندگان مختلف با هم جفت نمی شدند و باعث سرگردانی و بروز مشکلات برای پیمانکاران می شد. استاندارد API بسیاری از تجهیزات و وسایل مختلف در میدانهای نفتی را استاندارد نموده است، اتحادیه بین المللی پیمانکاران حفاری IADC در زمینه ایجاد استانداردها برای صنعت حفاری همکاری نزدیکی با انستیتوی نفت آمریکا API دارد. مشخصات استاندارد که مورد توافق این دو سازمان قرار می گیرد، خواص فیزیکی مواد، روش ساخت، رزوه ها و افزار پیوند جفت شونده را در بر می گیرد.

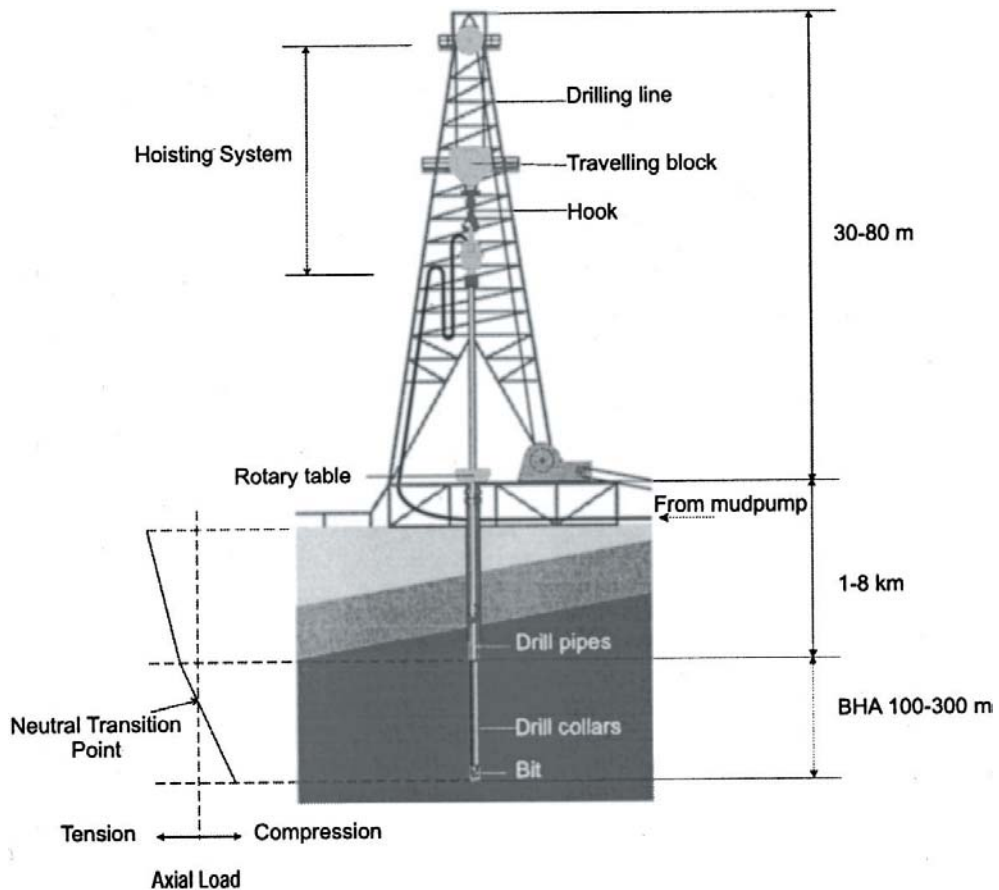
در سال ۱۹۲۶ و مدت کوتاهی پس از آنکه API کمیته استاندارد لوله ها را تشکیل داد، لوله های حفاری با درجه C استحکام تسلیم ۴۵۰۰ PSI وارد بازار شدند، لوله ها درجه D با استحکام تسلیم ۵۵۰۰ PSI در سال ۱۹۲۸ به بازار آمدند، در اواخر دهه ۱۹۲۰ و اوایل دهه ۱۹۳۰ که عملیات حفاری با رقابت شدید همراه شد، بعلت کج شدن چاهها و همچنین خرابی و بریدن لوله های حفاری در دسر و مشکلات فراوانی بروز کرد، برای رفع و کاهش مشکلات اصلاحات زیادی در استاندارد های تدوین شده صورت پذیرفت، در سالهای ۱۹۲۷ و ۱۹۲۸ مقرر شد، طول لوله های استاندارد به ۲۷ تا ۳۰ فوت افزایش یابد که به آن رسته ۲ گویند، افزایش طول لوله های بکار رفته در رشته حفاری باعث کاهش تعداد ابزار پیوند در رشته شد که کاهش ۱/۴ نقاط ضعف رشته را در پی داشت.

لوله های ۳۰ فوتی ابتدا با درجه C و بعداً با مواد درجه D بکار گرفته شدند، طی این سالیان وزن روی مته برای حفاری از وزن لوله های حفاری تأمین می شد، این موضوع باعث می شد که لوله ها در زمان حفاری تحت نیروهای فشاری کار کنند که به دلیل ضعف لوله ها در برابر بارهای فشاری محوری، خم می شدند، لوله های خم شده تحت بار محوری در اثر چرخش حین حفاری سریعاً "خسته شده، شکسته و یا سوراخ می شدند.

در اوایل دهه ۱۹۳۰ مطالعات صورت پذیرفته منجر به تغییر در طراحی رشته شد، در طرح جدید که امروزه نیز مورد استفاده قرار دارد، وزن روی مته جهت حفاری از لوله های وزنه تأمین می شود که استحکام بالا و مقاومت زیادتری نسبت به لوله های حفاری در برابر بارهای محوری دارد و لوله های



حفاری در حین حفاری تحت کشش قرار دارند.



شکل فوق طراحی رشته حفاری بر اساس نیروهای محوری را نشان می دهد.

این طرح باعث شد تا میزان خرابی لوله ها در اثر خستگی ناشی از خم شدگی بشدت کاهش یابد.

در سال ۱۹۳۴ افزار پیوند به لوله های حفاری جوشکاری شدند و جایگزین افزار پیوند پیچی شدند این امر باعث شد، خرابی لوله ها از ناحیه رزوه ها بشدت کاسته شود، امروزه کلیه لوله های حفاری ساخته شده دارای افزار پیوندی هستند که به بدنه لوله ها به صورت جوش اصطکاکی متصل شده اند.

رشته حفاری بخش عمده ایی از هزینه های پیمانکاران حفاری را تشکیل می دهد بنابر این استفاده بهینه و بهره وری بالا همواره مد نظر قرار داشته و باعث افزایش قابلیت رقابت و کاهش هزینه ها شده است.

لوله های حفاری از فولاد و یا آلومینیم ساخته می شوند، این لوله ها طبق استاندارد دارای طولها و قطرهای

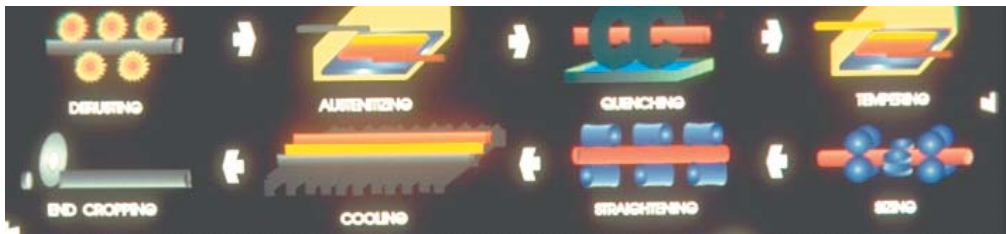
متفاوتی هستند.

- رشته طولی یک از ۱۸ تا ۲۳ فوت.
- رشته طولی دو از ۲۷ تا ۳۰ فوت.
- رشته طولی سه از ۳۸ تا ۴۵ فوت.

اغلب لوله های حفاری مورد مصرف در حفاری رشته دو می باشند که طول لوله با ابزار پیوند ۳۰ تا ۳۱ فوت است. لوله های ساخته شده از نظر استحکام کششی به درجات زیر تقسیم می شوند.

- درجه E با مقاومت تسلیم ۷۵۰۰۰ PSI .
- درجه X-۹۵ با مقاومت تسلیم ۹۵۰۰۰ PSI .
- درجه G- ۱۰۵ با مقاومت تسلیم ۱۰۵۰۰۰ PSI .
- درجه S- ۱۳۵ با مقاومت تسلیم ۱۳۵۰۰۰ PSI .

لوله های حفاری می بایست در شرایط سخت کار کنند به همین دلیل فرایند ساخت لوله های حفاری بسیار پیچیده و هزینه بر می باشد شکل زیر قسمتی از مراحل مختلف ساخت لوله های حفاری را نشان داده است.



مراحل تولید لوله های حفاری مختصراً" به عبارت زیرند:

- شمش اولیه تا دمای ۱۲۰۰ درجه سانتیگراد گرم شده و به شکل لوله نورد می شود.
- لوله نورد شده مجدداً" تا دمای ۱۲۰۰ درجه سانتیگراد گرم می شود.
- لوله گرم شده را سریعاً" در هوا سرد می کنند.
- لوله سرد شده را تا دمای ۵۰۰ درجه سانتیگراد گرم می کنند.
- لوله را در این مرحله به اندازه های مورد نیاز می رسانند.
- لوله سایز شده را صاف و راست می کنند.
- لوله را در هوا خنک می کنند.



- دو سر لوله را ااره کرده به اندازه مورد نظر می رسانند.
- دو سر لوله را آهنگری می کنند تا به ضخامت لازم برای جوشکاری به ابزار پیوند برسد به این عملیات

### UPSETTING گویند.



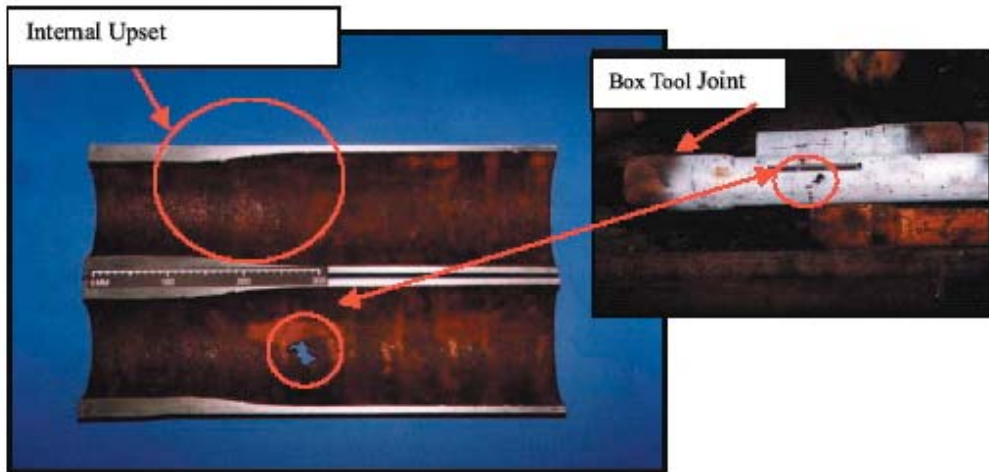
ابزار پیوند نیز به صورت جداگانه طی یک فرایند آهنگری ساخته شده و پس از رزوه زنی مورد عملیات حرارتی لازم قرار می گیرد تا به سختی و استحکام مورد نیاز طبق استاندارد برسد، سپس ابزار پیوند به دوسر لوله جوش اصطکاکی میشود. لوله در این مرحله تحت عملیات حرارتی تنش زدایی در ناحیه جوش شده قرار گرفته و جهت ایجاد پوشش در ناحیه بیرونی ارسال می شود، پوشش بیرونی لوله از ترکیبات قیر می باشد که با برقراری یک

جریان ولتاژ بالا اعمال می شود، این پوشش در حین عملیات حفاری از لوله جدا می شود و سطح فلز در معرض سیال حفاری قرار می گیرد، لذا پوشش خارجی لوله تنها در زمان انبار و حمل، تا قبل از استفاده در عملیات حفاری از سطح محافظت می کند. در نهایت لوله در کارخانه دیگری تحت پوشش داخلی قرار می گیرد، این پوشش که از ترکیبات پلیمری است، در اثر عملیات حفاری از بین نمی رود و در صورتیکه پوشش از کیفیت بالایی برخوردار باشد، تا پایان عمر لوله، سالم باقی می ماند، این پوشش ضمن محافظت از سطح داخلی لوله در برابر خوردگی، باعث کاهش اصطکاک سیال حفاری با سطح داخلی لوله شده و افت فشار ناشی از حرکت سیال درون لوله کاهش یافته، لذا توان هیدرولیکی منتقل شده، افزایش می یابد.

عواملی مانند تزریق اسید درون چاه توسط لوله های حفاری و یا عوامل مکانیکی که باعث از بین رفتن پوشش داخلی لوله ها شود، عمر لوله ها را شدیداً کاهش می دهند، چرا که سیال حفاری به همراه ذرات ریز، سخت و ساینده با فشار و سرعت بالا در تماس با سطح داخلی لوله قرار گرفته و باعث از بین رفتن پوشش داخلی و سوراخ شدگی لوله می شود، این مشکل در نواحی جوش لوله و ابزار پیوند که ضخامت لوله تغییر می کند، شدید تر است.



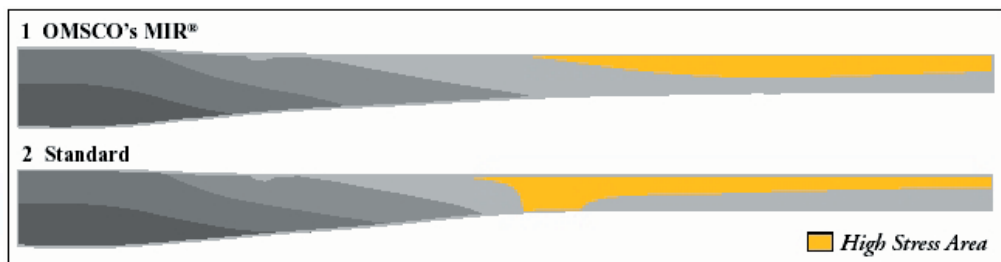




شکل فوق سوراخ شدگی لوله حفاری در محل Upset را نشان می دهد.

به منظور کاهش شدت اختشاش در حرکت سیال در ناحیه Internal Upset که باعث سوراخ شدگی لوله ها می شود، استاندارد، اقدام به تعیین انداز شیب در این ناحیه نموده است، برخی از سازندگان نیز بر اساس نیاز مشتری اقدام به کاهش شیب و افزایش ضخامت در این ناحیه می کنند.

بر اساس مطالعات صورت پذیرفته توسط Nippon steel corp در سال ۱۹۸۸ چنانچه طول ناحیه Internal Upset معادل  $80 \text{ mm}$  ( $Miu=3.15$ ) و شعاع آن  $200 \text{ mm}$  ( $Miu - R=7.87$ ) باشد، تنش خمشی در این ناحیه کاهش می یابد، این بدان معنی است که لوله از این ناحیه دچار خستگی و سوراخ شدگی نخواهد شد، لازم به ذکر است که بیشتر لوله های حفاری استاندارد بدلیل عدم رعایت این مسئله از این ناحیه دچار سوراخ شدگی می شوند.

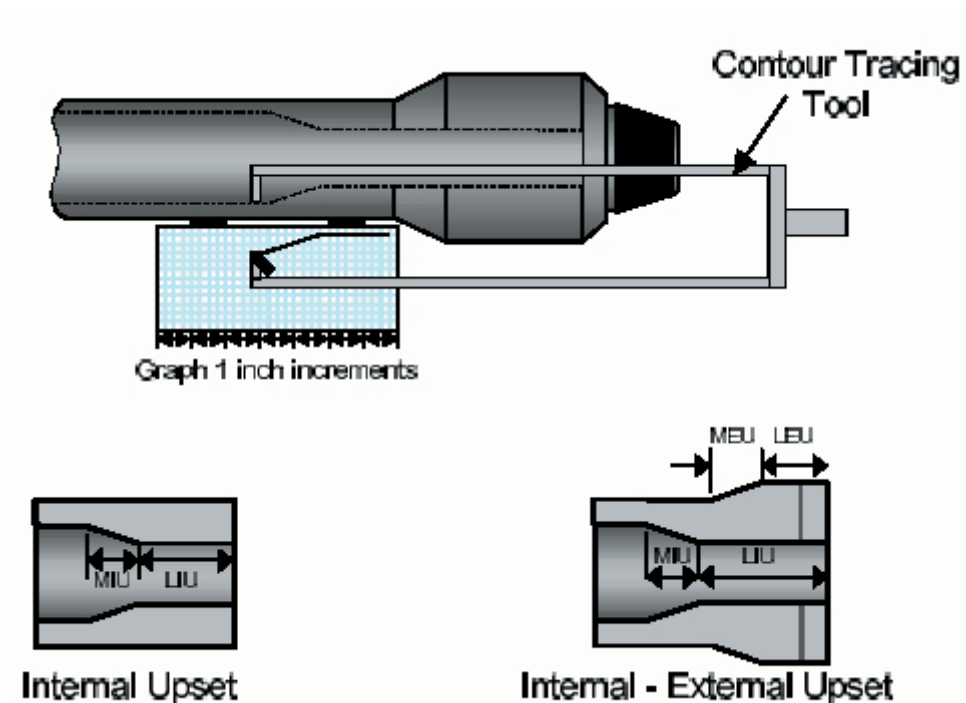


شکل فوق شدت تنش در ناحیه Upset لوله های حفاری با مشخصات استاندارد و بهبود یافته را نشان می دهد.

همانگونه که مشاهده می شود تعدادی از شرکت های سازنده این توانایی را دارند که براساس درخواست مشتری، لوله هایی تولید کنند که ناحیه Internal Upset آن دارای مشخصات فوق باشد.

بیش از ۸۰٪ لوله ها از این ناحیه دچار شکست می شوند و به همین دلیل حساس ترین نقطه لوله به حساب می آید، دلایل حساسیت این نقطه از لوله به عبارت زیر است.

- جوشکاری ابزار پیوند به بدنه: از آنجائیکه جنس، سختی، استحکام و روش تولید ابزار پیوند و لوله با هم متفاوت است، لذا هر گونه اشکال در عملیات جوشکاری و عملیات حرارتی تنش زدایی در این ناحیه باعث ایجاد یک نقطه ضعیف در لوله خواهد شد.
- تغییر ضخامت: ضخامت این ناحیه، از بدنه لوله بیشتر و از ابزار پیوند کمتر است، لذا انعطاف پذیری آن از بدن لوله کمتر و از ابزار پیوند بیشتر است، زمانیکه لوله در مسیر چاه خم میشود بدلیل اختلاف در ضخامت و انعطاف پذیری در این ناحیه شکستگی ایجاد می شود.

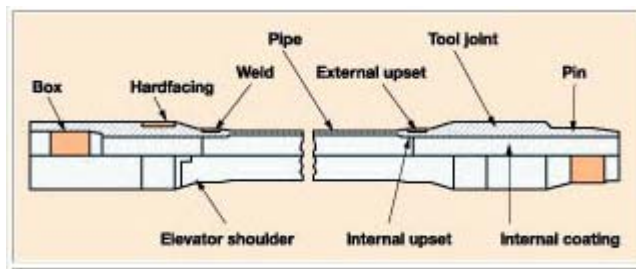


اشکال فوق مشخصات Upset لوله های حفاری را نشان می دهد.

• تغییرات قطر داخلی لوله: بدلیل تغییر ضخامت لوله، سرعت سیال در این ناحیه تغییر کرده الگوی خط جریان سیال تغییر می کند و باعث ایجاد جریانهای گردابی و متلاطم می شود، لذا هرچه سرعت این تغییر ضخامت داخلی بیشتر باشد، شدت تخریب این ناحیه بیشتر خواهد بود.

هر گونه ضعف در پوشش داخلی باعث کاهش شدید عمر لوله ها خواهد شد، لذا لازم است، لوله های نو از نظر پوشش داخلی کاملاً سالم باشند و از هرگونه اقدامی که در حین حفاری باعث از بین رفتن پوشش داخلی لوله می شود، اجتناب شود، مانند اسید زنی از طریق لوله های حفاری.

بمنظور محافظت سطح بیرونی ابزار پیوند در برابر ضربات مکانیکی و سایش با بدنه سازند و لوله های جداری در حین حفاری، یک کمر بند از فلز سخت به صورت جوشکاری شده در ناحیه ابزار پیوند استفاده می شود.



شکل فوق قسمت های مختلف یک لوله حفاری را نشان می دهد.



لایه سخت ایجاد شده به گونه ایی است که با دندانهای آچار لوله که برای سفت کردن لوله بکار می رود، درگیر نمی شود.

لوله های حفاری بر اساس درخواست مشتری، با توجه به شرایط حفاری در ناحیه ابزار پیوند مورد سخت کاری قرار می گیرند.

اگرچه سخت نمودن سطح ابزار پیوند باعث افزایش مقاومت ابزار پیوند در برابر سائیدگی ناشی از تماس با سازند و لوله های جداری می شود، ولی ممکن است باعث سوراخ شدگی لوله های جداری شود، به همین دلیل می بایست دقت شود که لوله های مسلح به Hard Band در محل مناسب بکار گرفته شوند.

کاهش ضخامت ابزار پیوند در اثر سائیدگی به دو صورت کامل و یا یکطرفه ممکن است اتفاق افتد که این به شرایط حفاری بستگی دارد، به هر حال کاهش ضخامت در ناحیه ابزار پیوند طبق استاندارد باعث تغییر در مقبولیت لوله های حفاری خواهد شد، پس از بازرسی توسط رنگهای مختلف مشخص می شوند.

### Colour Code Classification Chart

Colour Code	Classification	Remarks
White	Acceptable	Complies with this Standard
Green	Inspection Repairable	Repairs are required that may be conducted by the Inspection Company. Once repaired, the green band shall be replaced with a white band.
Yellow	Limited Service, Questionable	Imperfections exist that exceed recommendations (e.g., relief features, bending strength ratio). The customer or his representative shall be informed and if not acceptable for service, the yellow band shall be replaced with a red band.
Red	Reject	Does not comply with this standard.

جدول فوق ارتباط رنگهای اعمال شده پس از بازرسی با شرایط لوله ها را نشان می دهد.

براساس شرایط گفته شده در استاندارد لوله های حفاری پس از بازرسی دارای یکی از شرایط زیر می باشند.

- قابل قبول که بارنگ سفید مشخص می شوند.
- قابل تعمیر که بارنگ سبز مشخص می شوند.
- جهت استفاده در شرایط خاص مورد قبول میباشند، که با رنگ زرد مشخص می شوند.
- غیر قابل استفاده و تعمیر می باشند و می بایست از رده خارج شوند که با رنگ قرمز مشخص می شوند.

در شرایط حفاری در مناطقی که هزینه Rig Time بالا است، تنها با لوله های نو و لوله های سفید شده طبق جدول فوق که به آن Premium Class گویند مجاز به حفاری می باشد.

۱.۱.۱ - مکانیزمهایی که باعث خرابی رشته می شوند.

مکانیزمهای تخریب رشته حفاری به دو دسته کلی تقسیم می شوند، مبارزه با هر کدام از این مکانیزم ها نیازمند اتخاذ استراتژی مخصوص به خود است، اساس تقسیم بندی این مکانیزم ها بر پایه تنش اعمال شده



در زمان خرابی می باشد، چنانچه خرابی ناشی از اعمال تنش بالاتر از حد تحمل رشته باشد، مکانیزم دسته ۱ و اگر خرابی در زمانی واقع شود که برآیند نیروهای وارده کمتر از حد تحمل رشته باشد، مکانیزم های دسته ۲ باعث خرابی رشته بوده اند.

### مکانیزمهای دسته ۱

براساس جداول استاندارد API اجزاء، حفاری دارای حد تحمل مشخصی می باشند، لذا همواره برآیند نیروهای وارده می بایستی کمتر از حد تحمل مشخص شده در جداول استاندارد باشد، چنانچه به هر دلیلی برآیند نیروهای وارده از این حد تجاوز کند، رشته خراب می شود، این دسته از نیروها که باعث تخریب رشته می شوند به عبارت زیرند.

- نیروهای کششی
- نیروهای پیچشی
- ترکیبی از نیروهای کششی و پیچشی
- نیروهای فشار هیدرولیکی از درون و یا بیرون رشته.

### مکانیزمهای دسته ۲

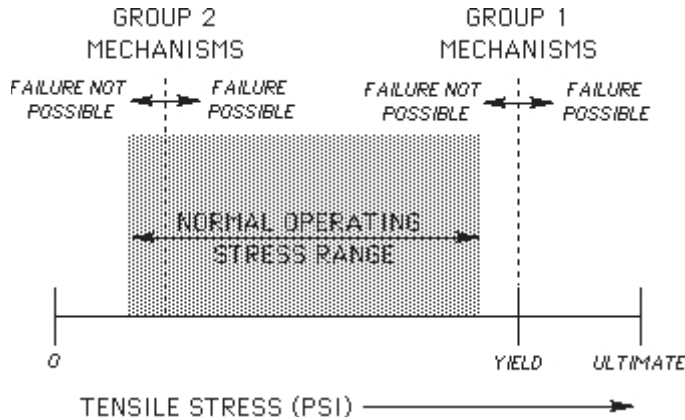
چنانچه خرابی در رشته حفاری در شرایطی اتفاق افتد که برآیند نیروهای وارده به آن کمتر از حد تحمل مشخص شده در جداول استاندارد باشد، مکانیزمهای عمل کننده، دسته ۲ می باشند، جلوگیری از خرابی رشته حفاری ناشی از عمل کرد مکانیزمهای دسته ۲ به سادگی دسته ۱ نمی باشد. شکست های ایجاد شده ناشی از عمل کرد این دسته به صورت ناگهانی و غیره منتظره می باشند، براساس آمارهای موجود بالغ بر ۸۰٪ - ۹۰٪ خرابی های ایجاد شده در رشته ناشی از عملکرد این مکانیزم ها می باشد، که به عبارت زیرند.

- خستگی Fatigue Failure .
- خوردگی سولفیدی (Sulfide Stress Cracking) (SSC).
- خوردگی تحت تنش (Stress Corrosion Cracking) (SCC) .

شکل زیر، اختلاف این دو دسته از مکانیزم ها از نظر سطح تنش را نشان می دهد، همانگونه که مشاهده می



شود، امکان طراحی رشته ایی که احتمال خرابی ناشی از مکانیزم های دسته ۲ صفر باشد، وجود ندارد، چرا که یا نمی توان مرزی را مشخص کرد که در تنشهای کمتر از آن، این دسته باعث تخریب رشته نشوند و یا این مرز در تنشهای بسیار پایین قرار دارد که طراحی براساس آن عملی نیست.



## مکانیزم خستگی The Fatigue Mechanism

از لحظه ایی که یک قطعه تحت نیروهای متناوب قرار می گیرد، تخریب ناشی از خستگی در یک ناحیه کوچک آغاز می شود، این خرابی ها موضعی و در حد میکروسکوپی و به صورت جمع شونده و برگشت ناپذیر می باشند.

نیروهای متناوب در رشته حفاری عمدتاً ناشی از چرخش رشته در شرایطی است که قسمتی از آن کج، خم و یا دچار ارتعاشات شده باشد. این نیروهای متناوب باعث ایجاد ترک در سطح رشته می شوند که به آن ترک خستگی گویند، ترکهای خستگی در اثر ادامه این شرایط رشد کرده، باعث سوراخ شدن رشته می شوند، که به آن Wash out گویند، اگر حفاری در این مرحله قطع نشود، سوراخ ایجاد شده گسترش یافته منجر به قطع رشته می شود که به آن Twist Off گویند، از آنجاییکه خرابی رشته ناشی از خستگی یک فرآیند تدریجی است، اغلب در زمانی واقع می شود که انتظار آن نمی رود، یعنی در شرایط حفاری معمولی واقع می شود.

ترکهای ناشی از خستگی اغلب در قسمتهایی از رشته واقع می شود که یک تغییر شدید در مقطع اتفاق افتاده باشد، مانند Upset Area و Slips Area در لوله های حفاری و آخرین رزوه در گیر در ناحیه Pin , Box در لوله های وزنه.



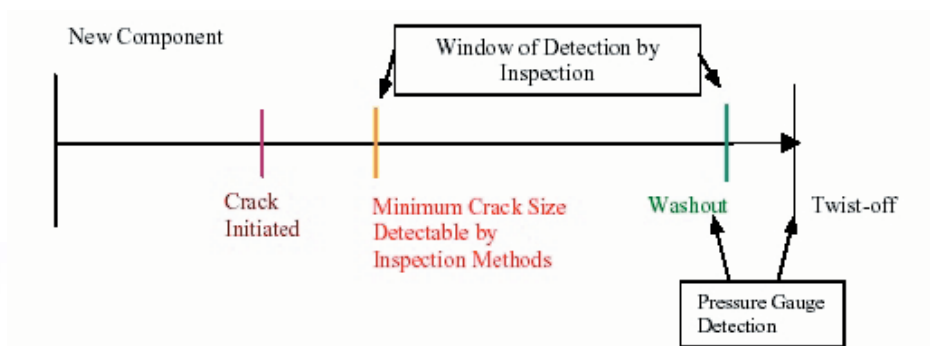
### آثار سطحی روی لوله ها:



سطح لوله های حفاری همواره ناشی از شرایط ساخت و یا کار، دارای مقداری ناهمواری است. از آنجاییکه ترکهای خستگی در لوله های حفاری از روی سطح بیرونی شروع می شوند، بیشتر عمر خستگی لوله ها مربوط به زمان تشکیل ترک است، آزمایشات نشان داده است، وجود هر گونه ناهمواری روی سطح باعث کاهش زمان تشکیل ترکهای خستگی می شود، به عبارت دیگر هرچه سطح لوله صیقلی تر باشد، ترک خستگی دیرتر تشکیل شده، عمر لوله افزایش می یابد.

ناهموایهای ناشی از ساخت عمدتاً "بدلیل تشکیل لایه های اکسید حین تولید و عملیات حرارتی می باشد، بندرت مواردی هم ناشی از نقص در مواد اولیه و یا فرایند تولید مشاهده شده است، گاهی هم بدلیل انتخاب نامناسب محل حک، نشان سازنده بر روی بدنه لوله می باشد.

در شکل زیر فرض شده سطح لوله نو، کاملاً "صیقلی و عاری از هرگونه نقص سطحی می باشد.



شکل فوق فرایند تشکیل ترک خستگی را نشان می دهد.

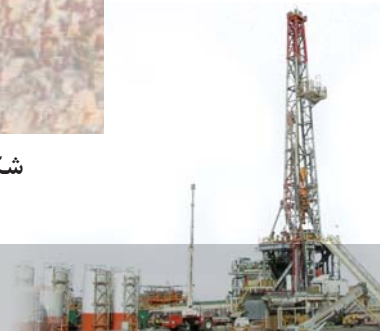


فرایند تشکیل ترک خستگی را به مراحل زیر می توان تفکیک کرد.

- دوره نهفتگی: در این دوره هیچگونه ترکی در سطح مشاهده نمی شود و دستگاههای بازرسی نیز قادر به ثبت آثار سطحی نمی باشند.
  - دوره تشکیل ترک: در این مرحله ترک تشکیل می شود، ولی هنوز کوچکتر از آن است که بتوان با تجهیزات بازرسی آنرا تشخیص داد.
  - دوره رشد ترک: در این مرحله ترک شروع به رشد می کند، سرعت رشد نیز به شرایط حفاری بستگی دارد، در صورتیکه سرعت رشد ترک زیاد باشد و دوره بازرسی طولانی، قبل از اینکه ترک ناشی از خستگی توسط دستگاههای بازرسی تشخیص داده شود، آنقدر رشد کرده، که باعث سوراخ شدگی لوله خواهد شد.
- در صورتیکه سطح لوله نو، کاملاً "صیقلی باشد، پس از مدتی کار کرد، ترک روی سطح لوله تشکیل می شود، مدت زمان تشکیل ترک به شرایط حفاری بستگی دارد، هر چه شرایط حفاری سختتر باشد، ترک در مدت زمان کوتاه تری تشکیل می شود، در این مرحله اندازه ترک بقدری ریز است که دستگاه های بازرسی قادر به تشخیص آن نمی باشند، در مرحله بعد ترک شروع به رشد می کند، سرعت رشد ترک نیز به شرایط حفاری بستگی دارد هرچه شرایط حفاری سختتر باشد، رشد ترک سریعتر است، در این مرحله ترک آنقدر بزرگ شده که دستگاه های بازرسی قادر به تشخیص ترک هستند، چنانچه در این مرحله از رشد ترک، لوله ها مورد بازرسی قرار گیرند، لوله ترکدار از رشته جدا شده و از رده خارج می شود، ولی در صورتیکه حفاری ادامه پیدا کند ترک خستگی رشد کرده و باعث سوراخ شدگی لوله می شود، که به آن Washout گویند.



شکل فوق یک لوله حفاری Wash-Out شده را نشان می دهد.



در اثر Washout سیال حفاری از محل سوراخ شدگی خارج می شود. این امر باعث افت فشار سیال حفاری می شود، مقدار افت فشار به اندازه و محل سوراخ بستگی دارد، هرچه اندازه سوراخ بزرگتر شود، افت فشار نیز بیشتر می شود در صورتیکه در این مرحله حفاری قطع شده و رشته از چاه خارج شود، می توان لوله سوراخ شده را تشخیص داده، از رشته خارج نمود، ولی اگر حفاری تحت این شرایط ادامه پیدا کند، سوراخ ایجاد شده به صورت محیطی گسترش یافته تا زمانیکه سطح مقطع فولاد باقی مانده از لوله توان مقاومت در برابر نیروهای وارده ناشی از شرایط حفاری را نداشته باشد، در این مرحله لوله قطع می شود که به آن Twist-off گویند.



شکل فوق یک Twist-Off را نشان می دهد.

ناهمواییهای سطح خارجی لوله ها ناشی از کار عمدتاً "مربوط به محل Slips می باشند، دندانهای Slips جهت ایجاد اصطکاک لازم برای نگهداری رشته در دهانه چاه در بدنه لوله فرو می روند، آثار خراش سطحی ناشی از این دندانها، اغلب روی سطح قابل مشاهده می باشند.

### محلهای تشکیل ترک خستگی در رشته حفاری.

ترکهای خستگی اغلب در ناحیه بدنه لوله های حفاری و ابزار پیوند BHA تشکیل می شوند، بدلیل اینکه شدت تنش های متناوب در ابزار پیوند لوله های حفاری بمراتب کمتر از لوله آن می باشد و همچنین شدت تنش های متناوب در ابزار پیوند BHA بمراتب بیشتر از بدنه لوله های وزنه و سابها می باشد. ولی در

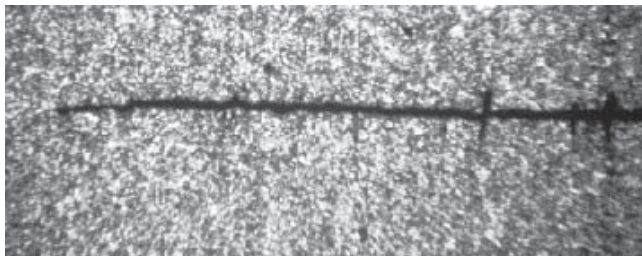


موارد ذیل اشاره احتمال ایجاد ترک خستگی در ابزار پیوند لوله های حفاری وجود دارد:

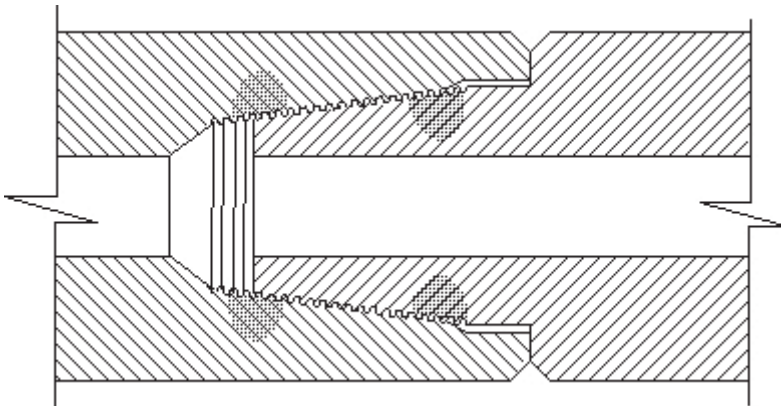
- اعمال تنش های بیش از حد در PIN ناشی از بستن لوله ها.
- شکاف طولی در BOX لوله ها در اثر خستگی ناشی از حفاری در ناحیه DOG LEG.

در هر صورت ترک خستگی معمولاً "در نواحی ذیل اشاره مشاهده می شود.

- بدنه لوله های حفاری : در ناحیه اتصال لوله به ابزار پیوند UPSET AREA که در فاصله ۱۶ تا ۲۴ اینچ PIN و BOX قرار دارد و در محل قرار گرفتن گوه AREA SLIPS. به ندرت ترک خستگی در حد فاصل دو UPSET AREA هم مشاهده شده است.
- ابزار پیوند BHA : آخرین پیچ THREAD در گیر در ناحیه ابزار پیوند PIN & BOX محل شروع ترک خستگی می باشد.
- محل هایی که تغییرات سریع مقطع داریم: مانند، ELEVATOR GROOVE لوله های وزنه، بدنه پایدار کننده ها جایی که مقطع با شیب تند تغییر می یابد و در محل هایی که تیغه ها به بدنه جوش می شوند.



شکل فوق ترک خستگی در بدنه لوله حفاری را نشان می دهد.



شکل فوق محل شروع ترک خستگی در ابزار پیوند BHA را نشان می دهد.

ناحیه هاشور خورده بالاترین مقدار تنش کششی در ابزار پیوند BHA را نشان می دهد. در صورتیکه ترک خستگی در لوله های حفاری در نواحی که بالاترین تمرکز تنشی ناشی از خراشهای سطحی است، اتفاق می افتد.

### Used Drill Pipe and Tool Joint Classification Chart

Condition	Premium Class
<b>PIPE BODY</b>	
Minimum remaining wall Thickness	□ 80%
Slip area cuts and gouges (Max depth)	□ 10% of average adjacent wall
Diameter reduction (Max)	□ 3% of specified OD
Diameter increase (Max)	□ 3% of specified OD
Fatigue cracks	None
<b>TOOL JOINTS</b>	
Torsional strength	□ 80% of a Premium Class pipe
Pin Stretch	□ 0.006 inch in 2 inches
Other dimensions	As specified in Table 6
Fatigue cracks	None

**Note: Premium Class drill pipe only is acceptable for all North Sea operations**

جدول فوق مقادیر قابل قبول برای لوله های کلاس Premium را نشان می دهد.

خواص فیزیکی لوله های حفاری در استاندارد API داده شده است، این خواص شامل ابعاد و اندازه ظاهری بدنه و ابزار پیوند و خواص مکانیکی آنها می شود. لازم بذکر است که مشخصات داده شده در استاندارد در بعضی موارد غیر قابل تغییر است، مانند نوع و مشخصات رزوه ها و در مواردی، قابلیت تغییر در یک محدوده را دارد مانند: طول لوله ها ۳۰-۳۱ فوت و در مواردی هم استاندارد، حداقل ها را ذکر می کند، که با توافق سازنده و خریدار قابل تغییرند مانند شیب تغییر قطر داخلی لوله در ناحیه Upset Area .





## Drill Pipe Properties

Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thickness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	Torsional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minimum Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)	
2 1/2	6.65	E-75	EU	7.05	0.280	API	NC 26	3 3/4	1 1/4	1.625	138,214	313,681	6,250	6,875	b	1.10	4,125	15,599	15,474
	6.65	X-95	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/4	1 1/4	1.625	175,072	313,681	7,917	6,875	b	0.87	4,125	19,759	19,600
	6.65	G-105	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/4	1 1/4	1.625	193,500	313,681	8,751	6,875	b	0.79	4,125	21,839	21,663
	6.65	S-135	EU	7.14	0.280	API	NC 26	3 3/4	1 1/4	1.625	248,786	313,681	11,251	6,875	b	0.61	4,125	28,079	27,853
2 1/2	10.40	E-75	EU	10.95	0.362	API	NC 31	4 1/4	2 1/8	1.963	214,344	447,130	11,554	11,871	p	1.03	7,122	16,509	16,526
	10.40	X-95	EU	11.14	0.362	API	NC 31	4 1/4	2	1.875	271,503	495,726	14,635	13,196	p	0.90	7,918	20,911	20,933
	10.40	G-105	EU	11.14	0.362	API	NC 31	4 1/4	2	1.875	300,082	495,726	16,176	13,196	p	0.82	7,918	23,112	23,137
	10.40	S-135	IU	10.38	0.362	2 1/2"	PAC	3 1/2	1 1/2	1.375	385,820	273,024	20,798	5,732	p	0.28	3,439	29,716	29,747
	10.40	S-135	EU	11.63	0.362	API	NC 31	4 1/4	1 1/8	1.500	385,820	623,844	20,798	16,946	p	0.81	10,167	29,716	29,747

3 1/2	13.30	E-75	EU	14.02	0.368	API	NC 38	4 3/4	2 1/2	2.457	271,569	587,308	18,551	18,107	p	0.98	10,864	14,113	13,800
	13.30	X-95	EU	14.32	0.368	API	NC 38	4 3/4	2 1/2	2.438	343,988	649,158	23,498	19,174	b	0.82	11,504	17,877	17,480
	13.30	X-95	EU	14.71	0.368	API	NC 38	5	2 1/2	2.438	343,988	649,158	23,498	20,326	p	0.86	12,196	17,877	17,480
	13.30	G-105	EU	14.81	0.368	API	NC 38	5	2 1/2	2.313	380,197	708,063	25,972	22,213	p	0.86	13,328	19,758	19,320
	13.30	S-135	EU	15.02	0.368	API	NC 38	5	2 1/2	2.000	488,825	842,440	33,393	26,515	p	0.79	15,909	25,404	24,840
	15.50	E-75	EU	16.29	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 1/2	2.414	322,775	649,158	21,086	19,174	b	0.91	11,504	16,774	16,838
	15.50	E-75	EU	16.68	0.449	API	NC 38	5	2 1/2	2.414	322,775	649,158	21,086	20,326	p	0.96	12,196	16,774	16,838
	15.50	X-95	EU	16.65	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 1/2	2.438	408,848	649,158	26,709	20,194	p	0.76	12,116	21,247	21,328
	15.50	X-95	EU	16.95	0.449	API	NC 38	5	2 1/2	2.313	408,848	708,063	26,709	22,213	p	0.83	13,328	21,247	21,328
	15.50	G-105	EU	17.16	0.449	API	NC 38	5	2 1/2	2.000	451,885	842,440	29,520	26,515	p	0.90	15,909	23,484	23,573
	15.50	S-135	EU	16.46	0.449	API	NC 38	4 3/4	2 1/2	2.438	580,995	649,158	37,954	19,174	b	0.51	11,504	30,194	30,308

## Drill Pipe Properties

Drift Pipe Properties																		
Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thickness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	Torsional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minimum Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)
4 1/2	16.60	E-75	IEU	18.54	0.337	API	NC 46	6 1/4	3 3/4	3.125	330,558	901,164	30,807	33,993	p	1.10	20,396	10,392
	16.60	X-95	IEU	18.79	0.337	API	NC 46	6 1/4	3	2.875	418,707	1,048,427	39,022	39,659	p	1.02	23,795	12,763
	16.60	G-105	IEU	18.79	0.337	API	NC 46	6 1/4	3	2.875	462,781	1,048,427	43,130	39,659	p	0.92	23,795	13,761
	16.60	S-135	IEU	19.01	0.337	API	NC 46	6 1/4	2 1/4	2.625	595,004	1,183,908	55,453	44,871	p	0.81	26,923	17,693
	20.00	E-75	IEU	22.33	0.430	API	NC 46	6 1/4	3	2.875	412,358	1,048,427	36,901	39,659	p	1.07	23,795	12,542

\*\*p = Pin limited yield strength  
b = Box limited yield strength

## Drill Pipe Properties

Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thickness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	Torsional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minimum Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)
---------------	-------------------------------	---------------------	-------------	---------------------------------	----------------------	-----------	-----------	-------------	---------------	------------------	-----------------------------------	----------------------------------	--	--	-----------------------------	-------------------------------	------------------------------------	--





5	19.50	E-75	IEU	21.54	0.362	API	NC 50	6 5/8	3 1/4	3.625	395,595	939,096	41,167	38,060	p	0.93	22,836	9,962	9.503
	19.50	X-95	IEU	22.06	0.362	API	NC 50	6 5/8	3 1/4	3.125	501,087	1,268,963	52,144	51,447	p	0.99	30,868	12,024	12.037
	19.50	X-95	IEU	22.07	0.362	API	NC 50	6 5/8	3 1/2	3.375	501,087	1,109,920	52,144	45,127	p	0.87	27,076	12,024	12.037
	19.50	G-105	IEU	22.32	0.362	API	NC 50	6 5/8	3 1/4	3.125	553,833	1,268,963	57,633	51,708	p	0.90	31,025	12,999	13.304
	19.50	S-135	IEU	22.76	0.362	API	NC 50	6 5/8	2 3/4	2.625	712,070	1,551,706	74,100	63,406	p	0.86	38,044	15,667	17.105
	25.60	E-75	IEU	27.60	0.500	API	NC 50	6 5/8	3 1/2	3.375	530,144	1,109,920	52,257	45,127	p	0.86	27,076	13,500	13.125
	25.60	X-95	IEU	28.33	0.500	API	NC 50	6 5/8	3	2.875	671,515	1,416,225	66,192	57,800	p	0.87	34,680	17,100	16.625
	25.60	G-105	IEU	28.54	0.500	API	NC 50	6 5/8	2 3/4	2.625	742,201	1,551,706	73,160	63,406	p	0.87	38,044	18,900	18.375

5 1/2	21.90	E-75	IEU	23.98	0.361	5 1/2	API FH	7	4	3.875	437,116	1,265,801	50,710	55,933	p	1.10	33,560	8,413	8.615
	21.90	X-95	IEU	25.22	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 3/4	3.625	553,681	1,448,407	64,233	64,734	p	1.01	38,841	10,017	10.912
	21.90	G-105	IEU	25.50	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	611,963	1,619,231	70,994	72,483	p	1.02	43,490	10,753	12.061
	21.90	S-135	IEU	25.50	0.361	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	786,809	1,619,231	91,278	72,483	p	0.79	43,490	12,674	15.507
	21.90	S-135	IEU	26.66	0.361	5 1/2	API FH	7 1/2	3	2.875	786,809	1,925,536	91,278	87,170	p	0.95	52,302	12,674	15.507
	24.70	E-75	IEU	26.52	0.415	5 1/2	API FH	7	4	3.875	497,222	1,265,801	56,574	55,933	p	0.99	33,560	10,464	9.903
	24.70	X-95	IEU	28.01	0.415	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	629,814	1,619,231	71,661	72,483	p	1.01	43,490	12,931	12.544
	24.70	G-105	IEU	28.01	0.415	5 1/2	API FH	7 1/4	3 1/2	3.375	696,111	1,619,231	79,204	72,483	p	0.92	43,490	14,013	13.865
	24.70	S-135	IEU	29.17	0.415	5 1/2	API FH	7 1/2	3	2.875	894,999	1,925,536	101,834	87,170	p	0.86	52,302	17,019	17.826

## Drill Pipe Properties

Pipe OD (In.)	Nominal Pipe Weight (Lb./Ft.)	Pipe Material Grade	Upset Style	Approx. Actual Weight (Lb./Ft.)	Wall Thick- ness (In.)	Conn Size	Conn Type	TJ OD (In.)	TJ Bore (In.)	Drift Dia. (In.)	Pipe Tensile Yield Strength (Lb.)	Pin Tensile Yield Strength (Lb.)	Pipe Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	TJ Torsional Yield Strength (Ft.-Lbs.)	Tor- sional Ratio Pin to Pipe	API Make up Torque (Ft.-Lbs.)	Minium Collapse Pressure (P.S.I.)	Minimum Internal Yield Pressure (P.S.I.)	
6 5/8	25.20	E-75	IEU	27.58	0.330	6 5/8	API FH	8	5	4.875	489,464	1,448,416	70,580	73,661	p	1.04	44,196	4,788	6,538
	25.20	X-95	IEU	27.58	0.330	6 5/8	API FH	8	5	4.875	619,988	1,448,416	89,402	73,661	p	0.82	44,196	5,321	8,281
	25.20	G-105	IEU	28.69	0.330	6 5/8	API FH	8 3/4	4 3/4	4.625	685,250	1,678,145	98,813	86,237	p	0.87	51,742	5,499	9,153
	25.20	S-135	IEU	30.21	0.330	6 5/8	API FH	8 1/2	4 1/4	4.125	881,035	2,102,260	127,045	109,226	p	0.86	65,535	6,041	11,768
	27.70	E-75	IEU	29.51	0.362	6 5/8	API FH	8	5	4.875	534,198	1,448,416	76,295	73,661	p	0.97	44,196	5,895	7,172
	27.70	X-95	IEU	30.62	0.362	6 5/8	API FH	8 3/4	4 3/4	4.625	676,651	1,678,145	96,640	86,237	p	0.89	51,742	6,754	9,084
	27.70	G-105	IEU	30.62	0.362	6 5/8	API FH	8 3/4	4 3/4	4.625	747,877	1,678,145	106,813	86,237	p	0.81	51,742	7,103	10,040
	27.70	S-135	IEU	29.51	0.362	6 5/8	API FH	8	5	4.875	961,556	1,448,416	137,331	73,661	p	0.54	44,196	7,809	12,909
	27.70	S-135	IEU	32.14	0.362	6 5/8	API FH	8 1/2	4 1/4	4.125	961,556	2,102,260	137,331	109,226	p	0.80	65,535	7,809	12,909

\* 2 1/2" TJ bore recommended

\*\*p = Pin limited yield strength  
b = Box limited yield strength

جداول فوق مربوط به مشخصات لوله های حفاری در استاندارد API می باشد.

همانگونه که مشاهده می شود، لوله های هم سایز و هم Grade دارای وزن های مختلفی می باشند که به دلیل اختلاف در ضخامت و استحکام لوله ها می باشد. بر اساس شرایط حفاری، عمق و قطر چاه در طراحی

رشته حفاری لازم است، از لوله هایی با قطر ها، Grade و ضخامت های مختلف استفاده شود.

### ۱.۱.۲- خواص متالورژیکی و شیمیایی لوله های حفاری

براساس استاندارد API غلظت عناصر مضر موجود در فولادها مانند: فسفر P و گوگرد S در ترکیب شیمیایی لوله های حفاری نباید از ۰/۰۴ درصد بیشتر باشد، طبق استاندارد انجمن ملی مهندسان خوردگی آمریکا NACE غلظت عنصر کرم Cr در ترکیب شیمیایی لوله های حفاری که در شرایط محیط ترش (گاز هیدروژن سولفور H<sub>2</sub>S) کار می کنند، نباید بیشتر از ۰/۱ باشد، سختی فولاد نیز نباید بیشتر از ۲۲ HRC باشد، نوع عملیات حرارتی Quench & temper و ساختار میکروسکوپی آن نیز Tempered Marten-site تعیین شده است.

همانگونه که قبلاً نیز اشاره شد، استاندارد ها حد اقل شرایط قابل قبول را مشخص می کنند، ولی در عمل مشاهده می شود، کارایی لوله های استاندارد ساخته شده توسط سازندگان مختلف مساوی نیست. کارایی حاصل خواص فیزیک و شیمیایی لوله ها است، عمده خواصی که باعث افزایش کارایی می شوند شامل موارد زیر است:

### ۱- انعطاف پذیری ( FLEXIBILITY ) و چقرمگی ( TOUGHNESS ) :

منظور از انعطاف پذیری درصد افزایش طول و یا کاهش مقطع فلز در لحظه شکست در آزمایش کشش می باشد، چقرمگی، مقدار انرژی که ماده جذب میکند تا بشکند است، هرچه انعطاف پذیری و چقرمگی بیشتر باشد، مقاومت در برابر ضربه بیشتر است، بیشتر لوله های حفاری در اثر رشد ترک خستگی دچار سوراخ شدگی می شوند، هرچه انعطاف پذیری و چقرمگی فولاد بیشتر باشد، مقاومت در برابر تشکیل ترک بیشتر و سرعت رشد ترک کمتر خواهد شد، علت شکست لوله در حفاری چاه های حاوی H<sub>2</sub>S شکننده شدن فولاد بدلیل نفوذ اتم هیدروژن به درون آن می باشد. از نظر متالورژیکی کاهش اندازه دانه های فولاد باعث افزایش انعطاف پذیری و چقرمگی می شود، برای کاهش اندازه دانه ها در فولاد میتوان عناصر آلیاژی مانند مولیبدن، و آنادیم، کوبالت و آلومینیم را اضافه نمودند.

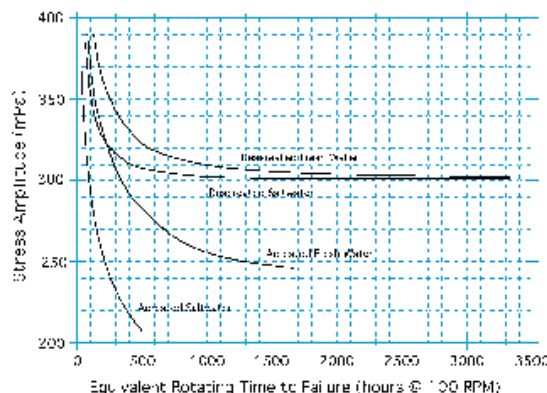
در عمل مشاهده شده است ساختار کریستالی TEMPERED MARTENSITE بالاترین مقاومت در برابر رشد ترک خستگی را دارد، برای ایجاد این ساختار، لازم است عملیات حرارتی -QUENCH AND TEM-



PERED در فرایند تولید روی لوله ها صورت پذیرد. لذا سازندگان لوله ها با توجه به تجربه، دانش و امکانات موجود هر اقدامی که منجر به کاهش اندازه دانه های فولاد و تشکیل ساختار کریستالی فوق شود، انجام می دهند تا باعث افزایش کارایی و اصطلاحاً "کیفیت شود. به همین دلایل حداقل انرژی لازم برای شکست در آزمایش چارپی طبق SQAIR که مجموعه توصیه های شرکت نفتی بین المللی SHELL می باشد ۴۲ J معادل (۳۱ ft-lbs) در دمای آزمایش ۲۰ F (-C) به شرطی که حتی یکی از نمونه ها دارای انرژی شکستی کمتر از ۳۲ ft-lbs (۲۴ J) نباشد. و حداکثر سختی نیز نباید بیشتر از HV ۳۹۲ با وزنه ۱۰ kg یا HRC ۴۰ باشد.

## ۲- مقاومت در برابر خوردگی:

لوله های حفاری دائماً در تماس با محیطهای خورنده می باشند، خوردگی اتمسفریک، ناشی از شرایط آب و هوای مرطوب همواره با غلظت بالای گازهای CO, CO<sub>2</sub> ناشی از پسماند سوخت موتورهای و نمک موجود در اتمسفر، آب و هوای دریایی و همچنین تماس با سیال حفاری و گازهای محلول در آن که از سازندهای حفاری تولید شده و وارد سیال میشوند شامل: O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, Cl<sub>2</sub> این گازها در سیال و اتمسفر، تولید ترکیبات اسیدی نموده که باعث خوردگی فلزات می شوند، لذا بمنظور افزایش مقاومت در برابر خوردگی لازم است، تمهیدات لازم اندیشیده شود، همانگونه که قبلاً گفته شد، لوله های حفاری از داخل تحت پوشش مواد پلیمری و از بیرون تحت پوشش موادی از ترکیبات قیر قرار دارند، ولی این پوششها در عمل حفاظت کاملی در برابر عوامل محیطی ایجاد نمی کنند، چرا که اغلب، پوشش ها در اثر حفاری از سطح جدا شده و فلز مستقیماً در معرض محیط قرار می گیرد، لذا لازم است، فولاد بکار رفته در ساخت لوله ها از مقاومت مناسبی در برابر خوردگی برخوردار باشد، افزودن عناصر آلیاژی مانند مس CU در حد ۰/۲ درصد باعث ایجاد مقاومت مناسبی در برابر خوردگی، در سیال حفاری می شود.



همانگونه که در نمودار فوق مشاهده می شود؛ هر چه محیط خورنده تر باشد، عمر خستگی فولاد کمتر است،

لذا هر عاملی که باعث حفاظت سطح فلز در برابر محیط شود باعث افزایش مقاومت فلز در برابر خوردگی و افزایش عمر لوله ها خواهد شد.

### ۳- لوله های بکار رفته در حفاری محیط های ترش:

براساس استاندارد API استفاده از لوله های حفاری با درجه های E-۷۵, X-۹۵, G-۱۰۵, S-۱۳۵ در حفاری چاه های حاوی گاز ترش با رعایت موارد زیر مجاز است.

- حفظ دانسیته سیال حفاری در حد حد اقل لازم برای حفاری سازند.
- خنثی سازی آثار مخرب گاز (H<sub>2</sub>S) موجود در چاه با کنترل PH در حد ۱۰ و یا بالاتر.
- استفاده از مواد شیمیایی جاذب سولفید SULFIDE CHEMICAL SCAVENGERS و ممانعت کننده های خوردگی CORROSION INHIBITORS.
- استفاده از سیال حفاری پایه روغنی OIL BASE.

تعدادی از شرکت های حفاری بر اساس آئین نامه های داخلی خود استفاده از لوله های حفاری گرید G-۱۰۵ و بالاتر را برای حفاری چاه ها در محیط های ترش مجاز نمی دانند.

در مواردی مانند حفاری زیر فشار تعادلی UBD که سیال حفاری تحت کنترل نیست و یا مواردی که غلظت گاز ترش بقدری بالاست که کنترل آن توسط سیال حفاری مشکل است، مواردی از SULFIED (SSC) STRESS CRAKING در لوله های حفاری استاندارد API مشاهده شده است، لذا در این موارد لازم است، از لوله های مخصوص ساخته شده جهت حفاری در محیط گاز ترش استفاده شود، این لوله ها همانگونه که در بالا اشاره شد با اضافه نمودن عناصر آلیاژی و عملیات حرارتی خاص انعطاف پذیری و مقاومت در برابر شکست آنها ارتقا، داده شده است. این نوع لوله ها می بایست براساس مشخصات بیان شده توسط (IRP) INDUSTRY RECOMMENDED PRACTICE ساخته شوند، این کمیته در سال ۱۹۹۹ در کانادا مرکب از سازندگان و شرکت های حفاری تشکیل شده است.

همانگونه که اشاره شد، انجمن ملی مهندسان خوردگی آمریکا NACE در استاندارد شماره MR - O - ۱۷۵ اقدام به تعریف محیط ترش نموده و خواص فیزیک و شیمیایی لوله های فولادی مجاز به استفاده در این محیط ها را بیان نموده است، ولی امروزه بدلیل افزایش عمق چاه ها، استفاده از لوله هایی با استحکام و سختی بالاتر از حداکثر تعیین شده در این استاندارد مورد نیاز است، همچنین بدلیل افزایش عمق چاه ها و بهره



گیری از تکنیک های حفاری زیر فشار تعادلی UBD امکان کنترل محیط سیال حفاری وجود ندارد، به همین دلایل لازم است، برای این شرایط از لوله های خاصی استفاده کرد، که از نظر خواص متالورژیکی دارای مقاومت لازم در برابر پدیده SSC باشند،

عواملی مانند تنش کششی بالا، غلظت بالای گاز PH، H<sub>2</sub>S پایین سیال حفاری، فشار هیدرو استاتیکی بالای محیط، غلظت بالای یون کلرید در سیال، دمای پایین محیط، سختی بالا و انعطاف پذیری پایین فلز با عث افزایش احتمال ایجاد SSC در لوله های حفاری می شوند.

در حال حاضر خوشبختانه سازندگان لوله های حفاری اقدام به ساخت لوله هایی نموده اند، که ضمن داشتن سختی و استحکام بالا، دارای انعطاف پذیری خوبی نیز هستند به همین خاطر این لوله ها برای استفاده در حفاری چاههایی با عمق بالا و محیط گاز ترش که امکان کنترل PH وجود ندارد، مناسب می باشند.

Description	Max P <sup>1</sup>	Max S <sup>1</sup>	Min Cr <sup>1</sup>	Min Mo <sup>1</sup>	Grain Size <sup>2</sup>	Yield Strength Min/Max (ksi)	Ultimate Strength Min/Max (ksi)	SSC Threshold (% SMYS) <sup>3</sup>	Max Hardness (HRC) <sup>4</sup>	Min Charpy (ft-lbs) <sup>5</sup>	Testing Frequency
The Oil Pipe Manufacturer Standard Size Service Tube Properties											
Product A	0.015	0.008	1.000	0.400	5 or finer	95 / 110	105 / N/A	85	26	100 <sup>6</sup>	1 / 200 / heat
Product B	0.015	0.008	1.000	0.400	5 or finer	105 / 120	115 / N/A	70	30	40 <sup>6</sup>	1 / 200 / heat
Product C	0.015	0.010	0.800	0.240	N/A	105 / 120	115 / N/A	Not Tested	30	40 <sup>6</sup>	1 / 200 / heat
ISP 80 Tube Properties											
SS-75	0.015	0.010	N/A	N/A	6 or finer	75 / 95	95 / 115	85	22	50 <sup>7</sup>	1 / 200 / heat
SS-95	0.015	0.010	0.900	0.300	6 or finer	95 / 110	105 / 130	85	25	59 <sup>7</sup>	1 / 200 / heat
SS-105	0.015	0.010	0.900	0.300	6 or finer	105 / 120	115 / 140	85	27	59 <sup>7</sup>	1 / 200 / heat
ISP 80 Tube Properties											
SU-75	0.015	0.007	N/A	N/A	8 or finer	75 / 90	90 / 110	95	20	74 <sup>7</sup>	1 / 100 / heat
SU-95	0.015	0.008	0.900	0.400	8 or finer	95 / 110	105 / 130	95	24	81 <sup>7</sup>	1 / 100 / heat
The Oil Pipe Manufacturer Tool Joint Properties											
API TJ <sup>8</sup>	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	120 / N/A	140 / N/A	Not Tested	Min. 285 BHN	N/A	1 / heat / heat lot
GP API TJ	0.015	0.008	0.900	0.280	N/A	120 / N/A	140 / N/A	Not Tested	36	40 <sup>6</sup>	1 / heat / heat lot
Product B TJ	0.015	0.008	0.900	0.280	N/A	105 / 120	115 / N/A	Not Tested	36	40 <sup>6</sup>	1 / heat / heat lot
ISP 80 Tool Joint Properties											
SS-110TJ	0.015	0.010	0.700	0.400	6 or finer	110 / 125	125 / 145	65	30	66 <sup>6</sup>	1 / heat / heat lot
ISP 80 Tool Joint Properties											
SU-105TJ	0.015	0.007	0.900	0.450	8 or finer	105 / 120	115 / 140	80	28	88 <sup>6</sup>	1 / heat / heat lot
SU-110TJ	0.015	0.007	0.900	0.450	8 or finer	110 / 125	120 / 145	80	28	88 <sup>6</sup>	1 / heat / heat lot

## Footnotes

1. Percent by weight
2. Per ASTM E112-96
3. SMYS = Specified Minimum Yield Strength; Per NACE TM0177 (latest revision), Method A using Test Solution A
4. Maximum average of three single point readings
5. Minimum average value of three LC/VN readings
6. Full size specimens tested at room temperature
7. 3/4 size specimens tested at room temperature
8. No products on list use minimum API tool joint requirements. Shown only for comparison purposes.

جدول فوق خواص مختلف لوله های تولید شده را نشان می دهد

سه محصول A, B, C با هدف استفاده جهت حفاری در محیط های ترش تولید شده اند که هر کدام دارای مشخصات و موارد استفاده خاص می باشند.

### محصول A:

این محصول از آلیاژ ۴۱۳۰ M AISI ساخته شده است، عملیات حرارتی صورت پذیرفته QUENCH AND TEMPER بوده و استحکام کششی آن در حد ۹۵-۱۱۰ KSI کنترل شده است. ساختار کریستالی آن TEMPERED MARTENSITE و با دانه بندی بسیار ریز می باشد. بمنظور بررسی مقاومت در برابر SSC، این آلیاژ تحت آزمایش ۱۷۷-TMO-NACE قرار گرفته است.

از سال ۱۹۹۳ تا کنون بالغ بر پنج میلیون فوت از این لوله ها تولید شده و در آمریکا، کانادا و خاورمیانه مورد استفاده قرار گرفته اند، از آن زمان تا کنون موردی از تخریب لوله ها در اثر SSC مشاهده نشده است.

### محصول B:

بمنظور حفاری در چاههای عمیقتر نیاز به محصولاتی با استحکام بالاتر می باشد، حفاری در روسیه توسط لوله های استاندارد API G-۱۰۵ در چاههای حاوی گاز H<sub>2</sub>S با غلظت بالا، همراه با مشاهده موارد زیادی از شکست لوله ها بدلیل SSC بوده است. محصول B با استحکام کشش ۱۰۵-۱۲۰ KSI و سختی ۳۰ HRC می باشد، اگر چه سختی آن بالاتر از حداکثر تعیین شده توسط استاندارد ۱۷۵-MR-O-NACE جهت فولاد، برای کار کرد در محیط گاز ترش است، ولی مقاومت به SSC بالایی دارد.

از اواخر سال ۱۹۹۹ بالغ بر ۳۶۵,۰۰۰ فوت لوله ۵" از این محصول ساخته شده است و تاکنون موردی از پدیده SSC گزارش نشده است. این محصول در حفاری چاههای حاوی H<sub>2</sub>S با غلظت بالا در آمریکا، روسیه، کانادا و خلیج مکزیک بکار گرفته شده است.

### محصول C:

جهت حفاری چاه های حاوی گاز H<sub>2</sub>S که امکان کنترل سیال حفاری وجود ندارد، صنعت نیاز به محصولی داشت که علی رغم ارزانی، مقاومت لازم در برابر SSC را نیز داشته باشد. محصول C برای تامین این نیاز صنعت تولید شده است، تفاوت محصول C با B به عبارت زیر است:

• محصول C بر خلاف A و B مورد آزمایش NACE برای کنترل مقاومت در برابر محیط ترش قرار نمی





گیرد، این امر باعث شده تا هزینه و زمان تولید کم شود.

• ترکیب شیمیایی لوله محصول C اندکی با محصول B متفاوت است، ولی عملیات حرارتی صورت پذیرفته روی آنها مشابه می باشد (QUENCH AND TEMPER) و استحکام کششی و سختی آنها به یک اندازه است.

• ابزار پیوند محصول C همان ابزار پیوند بکار رفته در لوله های ساخته شده طبق استاندارد API می باشد، در صورتیکه ابزار پیوند بکار رفته در محصول B مانند بدنه آن تحت کنترل ساخته و طبق استاندارد NACE آزمایش می شوند.

از سال ۲۰۰۰ که تولید این محصول آغاز شده تاکنون بیش از ۳۶۱,۰۰۰ فوت لوله تولید شده است، اما تاکنون هیچ موردی از وقوع SSC در آنها گزارش نشده است.

### لوله های SS:

کمیت IRP مشخصات سه نوع لوله SS-۱۰۵, SS-۹۵, SS-۷۵ را جهت استفاده در حفاری چاه های حاوی گازهای ترش پیشنهاد نموده است،

در بخش ۱.۸ تحت عنوان DRILL STRING DESIGN AND METALLURGY نوشته شده است که مقاومت در برابر SSC لوله های حفاری سری SS که دارای مشخصات زیرند بالا است.

• ترکیب شیمیایی فولاد از نظر عناصر مضر مانند سولفور و فسفر می بایست در حد داده شده در جدول فوق باشند.

• عملیات حرارتی تحت کنترل دقیق صورت پذیرد.

• آزمایش NACE جهت بدنه لوله ها تا ۸۵٪ و برای ابزار پیوند تا ۶۵٪ SPECIFIED MINIMUM (SMYS) YIELD STRENGTH صورت پذیرد.

• حداقل در ۹۰٪ ضخامت لوله و ابزار پیوند فاز TEMPERED MARTENSITE باشد.

• انرژی جذب شده در آزمایش چارپی جهت بدنه، ابزار پیوند و ناحیه جوش ابزار پیوند به لوله، اندازه گیری شود.

• اندازه دانه ها جهت بدنه، ابزار پیوند و ناحیه جوش ابزار پیوند به لوله می بایست، طبق استاندارد ASTM ۱۱۲-E ۹۶ به اندازه ۶ و یا ریزتر باشند.



• تنش کششی تسلیم و سختی جهت بدنه، ابزار پیوند و ناحیه جوش ابزار پیوند به لوله اندازه گیری شود.

تفاوت اصلی لوله های SS با محصولات اولیه A,B,C در توجه به خواص محصولات SS به محل جوش لوله به ابزار پیوند می باشد، ابزار پیوند این لوله ها به روش ماشینکاری و از لوله های ضخیم، تراشیده می شوند، در صورتیکه لوله های دیگر به روش آهنگری ساخته می شوند. ابزار پیوند لوله های SS به نام TJ ۱۱۰-SS می باشند، مزیت این ابزار پیوند این است که لوله ساخته شده و عملیات حرارتی شده طبق مشخصات خواسته شده خریداری و پس از آزمایش طبق استاندارد NACE مورد ماشین کاری قرار می گیرد.

### لوله های SU :

برای حفاری به روش UBD در چاه های حاوی گاز H<sub>2</sub>S کمیته IRP لوله های سری SU را پیشنهاد نموده است، لوله های این گروه شامل دو نوع لوله با بدنه (SU - ۹۵, SU - ۷۵) طبق مشخصات جدول فوق می باشند.

تفاوت لوله های سری SS با SU به عبارت زیرند:

- حد اقل سولفور مجاز کمتر و مولیبدن بیشتر است.
  - اندازه دانه ها از ۶ به ۸ تغییر یافته یعنی انداز دانه ها ریز تر شده اند.
  - مرز تنش در آزمایش ۱۷۷-TMO NACE از ۸۵٪ SMYS به ۹۵٪ افزایش یافته است.
  - حداقل انرژی جذب شده در آزمایش چارپی افزایش یافته است.
  - حداکثر سختی کاهش یافته است.
- با توجه به موارد فوق الذکر، براساس استانداردها و تجارب عملی موجود به چند نکته در طراحی رشته می بایست توجه نمود.

- هرچه عمق چاه بیشتر شود بمنظور کاهش وزن رشته لازم است، از لوله هایی با استحکام بالاتر استفاده نمود.
- هرچه استحکام لوله افزایش یابد، سختی و شکنندگی لوله افزایش می یابد.
- حفاری با لوله های استحکام بالا که سخت و شکننده هستند، احتمال شکست لوله در اثر SSC را افزایش می دهد.

به منظور کنترل فرایند SSC لازم است.

- محیط سیال حفاری همانگونه که قبلاً اشاره شد طبق استاندارد API کنترل شود



• خواص آلیاژی لوله ها طبق مشخصات جدول فوق ( پیشنهاد کمیته IRP ) کنترل شود.

استفاده از لوله ها طبق مشخصات جدول فوق برای حفاری در چاه ها با عمق بالا و حفاری به روش UBD که حاوی گاز H<sub>2</sub>S است، به دلیل عدم امکان کنترل سیال حفاری برای کنترل پدیده SSC لازم است.

### ارتعاشات رشته حفاری

همانگونه که قبلاً اشاره شد، فرآیند خستگی در رشته حفاری ناشی از اعمال نیروهای متناوب ناشی از چرخش رشته حفاری تحت شرایط خم، کج و یا ارتعاشات می باشد.

چنانچه رشته حفاری بدلیل استفاده از لوله های حفاری یا کیلی کج در چاه کج شود، یا بدلیل کجی مسیر چاه اعم از خواسته یا نا خواسته کج شود، در اثر چرخش رشته در حالت خارج از راستای عمود بر زمین، تحت تاثیر نیروهای متناوب کششی و فشاری قرار می گیرد.

اگر وزن اعمال شده روی مته بیشتر از وزن لوله های وزنه موجود در رشته باشد، لوله های حفاری تحت نیروی فشاری محوری قرار می گیرند، از آنجاییکه لوله های حفاری برای تحمل بار فشاری محوری طراحی نشده اند، در اثر اعمال نیروی فشاری محوری حین حفاری خم می شوند، نیروهای فشاری محوری ممکن است به صورت ارادی وارد شوند، مانند زمانی که رشته حفاری در چاه گیر کرده و حفار برای رها سازی رشته تلاش می کند با اعمال وزن رو به پایین لوله ها را آزاد کند و یا برای افزایش سرعت حفاری در شرایط حفاری Circle - C وزن بیشتر از لوله های وزنه روی مته قرار می دهند، ممکن است به صورت غیر ارادی و لحظه ایی باشد که در اثر اندر کنش مته با سازند است، به هر حال هر کدام و یا ترکیبی از عوامل فوق اگر باعث انحراف رشته از راستای قائم شوند، در اثر چرخش رشته، نیروهای متناوب کششی و فشاری به رشته وارد می کنند و باعث خستگی و ایجاد ترک در رشته خواهند شد.

یکی دیگر از مواردی که باعث اعمال نیروهای متناوب به رشته حفاری می شود، ارتعاشات در رشته حین حفاری می باشد که نهایتاً منجر به خستگی و تخریب زود هنگام رشته می شود.

رشته حفاری تحت تاثیر نیروهای دینامیکی بسیار پیچیده ای قرار دارد که وجود آنها باعث ایجاد تنشهای متفاوتی شده ، شکست رشته را به دنبال دارد. دوران رشته حفاری آنچنانکه در سطح مشاهده می شود، در درون چاه به حرکاتی پیچیده تبدیل می شود که به متغیرهای زیادی وابسته



است.

امروزه این نظر که دینامیک رشته حفاری نقش بسزایی در کاهش راندمان و افزایش هزینه حفاری دارد، به صورت گسترده ایی در صنعت حفاری چاه های نفت و گاز پذیرفته شده است.

نیروهای دینامیکی باعث بروز ارتعاشات در رشته حفاری می شوند. ارتعاشات ممکن است بوضوح قابل مشاهده باشند، مانند بالا جستن رشته ((Jumping، و یا ممکن است پنهان بوده و فقط زمانی که باعث شکست ابزارهای حفاری شد، قابل مشاهده گردد، در هر صورت ارتعاشات هزینه های زیادی را برای صنعت حفاری در بر دارد. تخمین زده شده که خسارات ناشی از ارتعاشات رشته تا حدود ۱۰٪ کل هزینه های حفاری است، هزینه های ناشی از شکست رشته در اثر ارتعاشات به عبارت زیرند:

- زمان از دست رفته ناشی از توقف عملیات حفاری جهت پیدا نمودن شکستگی.
- عملیات گرفتن و بالا آوردن مانده (Fishing)، گفته شده هزینه ناشی از شکست (۱۰ Twist off) برابر سوراخ شدگی (Wash out) است.
- کاهش سرعت حفاری به دلیل ارتعاشات.
- افزایش مصرف مته.

• کیفیت پایین حفره و در برخی موارد از بین رفتن چاه.

منابع اصلی ایجاد ارتعاشات در رشته حفاری به عبارت زیرند:

- سرعت دورانی مته : عامل اصلی ایجاد ارتعاشات، سرعت دورانی مته است. در صورتیکه سرعت دورانی مته با فرکانس طبیعی رشته برابر باشد و ارتعاشات در این شرایط میرا نشود، رشته دچار تشدید شده و انرژی میز دوار بجای اینکه صرف حفاری شود توسط رشته جذب شده و باعث شکست رشته حفاری می شود.

- اندر کنش مته/سازند : اثرات متقابل مته / سازند، یکی دیگر از منابع تولید ارتعاشات می باشد، برخورد دندانهای مته با سازند و عکس العمل سازند، باعث ایجاد ارتعاشات در رشته می شود.

- پمپهای گل Mud Pumps و اندرکنش پایدار کننده و سازند نیز از دیگر منابع تولید ارتعاشات می باشند.

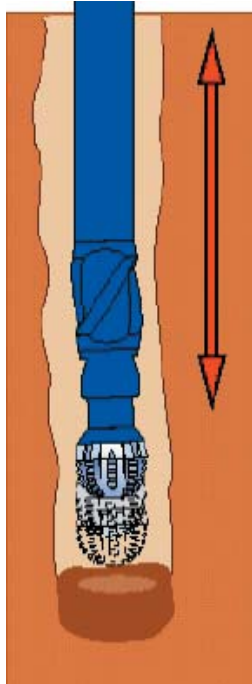


## تعاریف

- ارتعاشات عبارت است از تبدیل مداوم انرژی جنبشی به پتانسیل و بالعکس.  
هر گاه یک جسم در حالت استاتیکی پایدار باشد، مقداری انرژی به آن دهیم، انرژی پتانسیل در آن ذخیره شده و اگر رها شود، انرژی به جنبشی تبدیل میشود. همواره ارتعاشات حول وضعیت استاتیکی پایدار صورت می پذیرد..

### ۱.۲ - انواع ارتعاشات مکانیکی رشته حفاری.

۱.۲.۱ - ارتعاشات محوری رشته حفاری، عمدتاً ناشی از درگیری مته و سازند می باشد، در صورتیکه شدت ارتعاشات محوری به حداکثر خود برسد، تماس مته با سازند قطع شده و به صورت کوبش و ضربات متناوب بین آن دو عمل می کند، که به آن Bit Bounce (بالا جستن مته) گویند، در صورتیکه ارتعاشات محوری شدید باشد، آثار آن در سطح به صورت لرزشهایی در دکل قابل مشاهده خواهد بود.



شکل فوق ارتعاشات محوری را نشان می دهد.



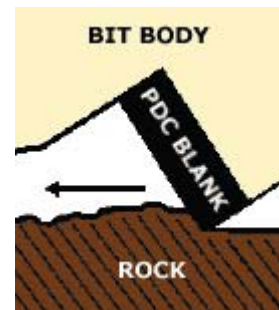
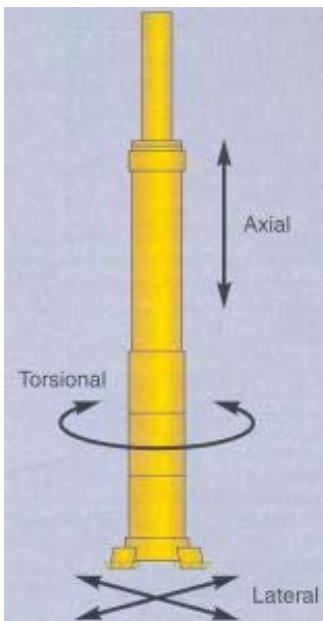
مکانیزمهای حفاری دورانی به دو شکل زیر است.

الف) حفاری با مته های سه کاجه: بصورت خرد کردن، شکستن و کندن سازند می باشد، که آنرا به حالت بیل زدن تشبیه می کنند.



عکس فوق یک مته سه کاجه Rock bit را نشان می دهد.

ب) حفاری با مته های الماسه: بصورت خراشیدن و ساییش سازند می باشد که آنرا به حالت تراشکاری فلزات تشبیه می کنند.



عکس فوق یک مته الماسه را نشان می دهد.

عکس روبرو مکانیزم حفاری مته الماسه را نشان می دهد





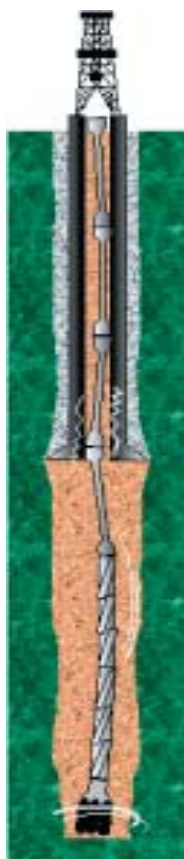
حفاری لایه های سخت و منسجم توسط مته های سه کاجه باعث می شود، دندانهای مته در اثر برخورد با سازند آسیب دیده و عکس العمل سازند در مقابل مته به صورت ضربات و ارتعاشات محوری به رشته منتقل شود. ولی حفاری با مته های الماسه در این سازندها بدلیل اختلاف در مکانیزم حفاری نسبت به مته های سه کاجه عکس العمل کمتری داشته و ارتعاشات محوری کمتری ایجاد می کنند.

**۱.۲.۲ - ارتعاشات پیچشی رشته حفاری:** قسمتی ناشی از تغییرات شدت درگیری مته و سازند و بخشی ناشی از تماس و درگیری رشته حفاری با بدنه چاه می باشد. این درگیریها باعث شده تا سرعت چرخش رشته از بالا تا پایین تغییر کند و نوسانات آن گاه "بقدری شدید شده که در یک لحظه ممکن است، مته متوقف شده و در لحظه ایی دیگر سرعت چرخش مته به چندین برابر سرعت میز دوار یا گرداننده فوقانی برسد. که به آن Stick - slip (گیر و رفع گیر) گویند. این نوع ارتعاشات بصورت نوسانات گشتاور بر روی ترک سنج قابل مشاهده است

**۱.۲.۳ - ارتعاشات عرضی رشته حفاری:** کجی و خمیدگی لوله ها باعث شده تا مرکز جرم و مرکز هندسی رشته حفاری خارج از محور چاه قرار گیرد، در اثر چرخش حین حفاری، رشته شروع به لنگ زدن میکند، هرچه سرعت چرخش رشته افزایش پیدا کند، نیروی جانب مرکز افزایش یافته وشعاع لنگ زدن بیشتر میشود، بطوریکه در شدیدترین حالت ،شعاع لنگ زدن با شعاع چاه برابر میشود و رشته از محل ابزار پیوند لوله های حفاری با بدنه چاه تماس پیدا کرده و دچار سایش می شود. هر چه قطر چاه بزرگتر باشد، شعاع لنگ زدن افزایش یافته، شدت نیروهای متناوب وارده افزایش پیدا می کند، از آنجاییکه با افزایش عمق چاه ها، لازم است، قطر چاه در قسمت فوقانی (Top Hole) افزایش یابد، با افزایش قطر و عمق چاه میزان خستگی در رشته ناشی از ارتعاشات عرضی افزایش می یابد.

اگر سرعت زاویه ایی لنگ زدن با سرعت چرخش رشته برابر باشد، ابزار پیوند تنها از یک طرف دچار سایش می شود، که به آن حالت، سینکرون گویند، اگر این دو، برابر نباشند، ابزار پیوند بصورت متقارن دچار سایش می شود و ضخامت آن بطور یکسان کم می شود.





در صورتیکه جهت چرخش لنگ رشته با جهت چرخش رشته همسو باشد، به آن Forward Whirl گویند، در صورتیکه حرکت این دو، خلاف جهت هم باشند، به آن Backward Whirl گویند.

ارتعاشات عرضی که منجر به Backward Whirl می شوند، بمراتب مخربترند، متأسفانه ارتعاشات عرضی در سطح قابل مشاهده نیستند، چراکه به سطح انتقال پیدا نمی کنند.

ممکن است، در حفاری هر سه نوع ارتعاشات گفته شده به صورت هم زمان وجود داشته باشند، گاهی هم ممکن است، یکی از آنها وجود داشته باشد، ولی اغلب تفکیک این ارتعاشات مشکل است، چرا که انواع نام برده شده، اثر متقابل روی یکدیگر دارند.

یکی دیگر از فاکتورهای حفاری که می تواند باعث ایجاد ارتعاشات در رشته شود، نوسانات ناشی از پمپاژ سیال حفاری است، سیال حفاری اغلب با فشار و دبی بالا از درون رشته پمپاژ شده و با عبور از نازل مت، سرعت آن افزایش یافته و فشار آن افت می کند، پمپ های گل که از نوع رفت و برگشتی بوده، نوساناتی را به رشته وارد می کنند و باعث ایجاد ارتعاشات در رشته می شوند.

## ۲- آثار مخرب ارتعاشات بر روی رشته حفاری.

### ۲.۱- رشد ترکهای خستگی:

بالغ بر ۸۰٪ از ضایعات وارده به رشته حفاری ناشی از فرآیند خستگی می باشند، خستگی به صورت موضعی در یک نقطه از رشته شروع و بتدریج در مدت طولانی جمع می شود و باعث سوراخ شدگی و یا قطع رشته می شود، این فرآیند در شرایطی واقع می شود، که هیچگونه تغییری در شرایط حفاری بوجود نیامده است، به همین دلیل کنترل و مقابله با ضایعات ناشی از خستگی بسیار مشکل است.

خستگی در رشته حفاری به صورت رشد ترکهای خستگی ظاهر می شود، همواره ترکهای ناشی از خستگی، از سطح شروع شده و بداخل رشد می کنند، تا با عث شوئیدگی Wash out رشته حفاری شوند، در صورتیکه افت فشار ناشی از سوراخ شدگی Wash out تشخیص داده نشود، رفته رفته ترک



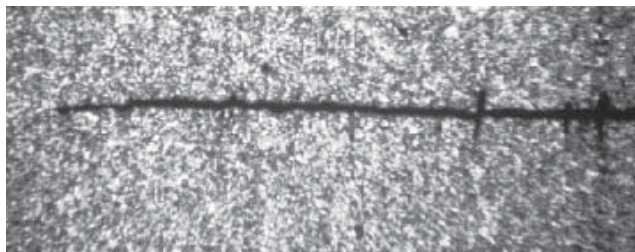
رشد کرده، باعث قطع لوله Twist Off می شود.



عکس فوق یک لوله حفاری کلاس G را نشان می دهد، که در ناحیه سلیپس Wash Out شده است.

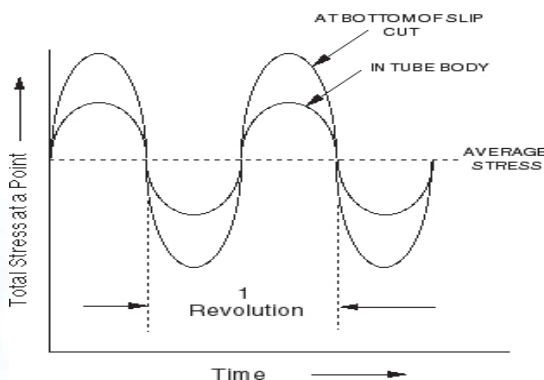
سرعت رشد ترک خستگی به عوامل زیر بستگی دارد.

- سطح تنش کششی: هرچه مقدار تنش کششی در ناحیه ترک بیشتر باشد، سرعت رشد افزایش یافته و عمر رشته کاهش می یابد.



عکس فوق یک ترک خستگی در ساختار میکروسکوپی لوله را نشان می دهد.

- دامنه تغییرات: هر چه دامنه تغییرات تنش بیشتر باشد، سرعت رشد ترک افزایش می یابد.



- شدت ارتعاشات: اندازه نیروهای دینامیکی وارده

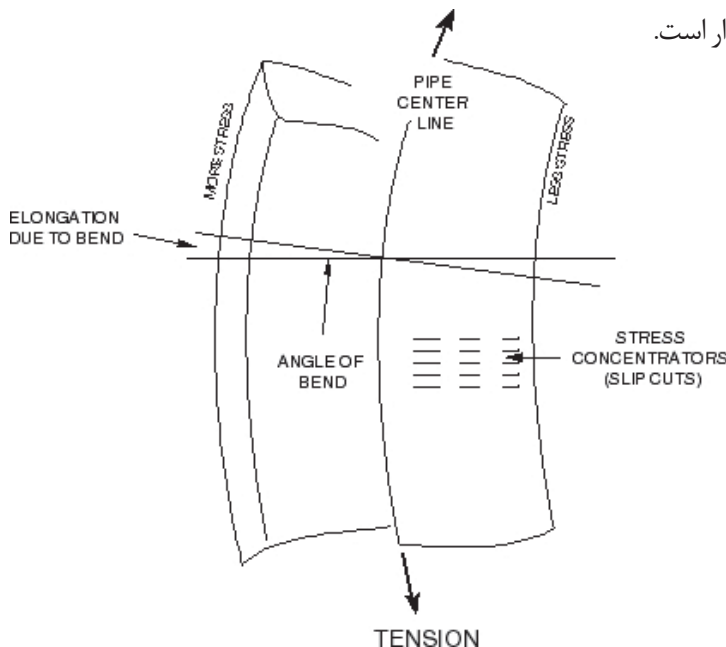
به رشته حفاری ناشی از ارتعاشات رابطه، مستقیمی با عمر خستگی رشته حفاری دارد.

نمودار مقابل شدت تنش های متناوب را نشان می دهد.

## ۲.۲- فرآیند خستگی.

فرآیند خستگی یک فرآیند جمع شونده و برگشتناپذیر است: از نظر آماری هزینه Twist off ده برابر هزینه Wash out است، به همین منظور لازم است، دوره بازرسی رشته حفاری براساس شرایط حفاری برنامه ریزی شود، به این معنی که هرچه شرایط حفاری سخت تر باشد، دوره بازرسی کوتاه تر شود، یک اصل هم همواره باید رعایت شود، در صورت مشاهده اولین شوئیدگی در حین حفاری، لازم است، کل رشته از چاه خارج شده و مورد بازرسی قرار گیرد، چرا که ترک های خستگی به صورت هم زمان تشکیل شده و شروع به رشد می کنند، اولین ترکی که به درون رشته راه پیدا کند، باعث شوئیدگی می شود، لذا مشاهده اولین شوئیدگی حکایت از تعداد زیادی ترک های خستگی در رشته دارد که تشکیل شده و رشد کرده، ولی هنوز موفق به سوراخ نمودن رشته نشده اند.

دلایل اصلی خستگی عبارتند از: چرخش رشته حفاری در شرایطی که یکی از عناصر رشته کج بوده و یا در اثر نیروی وزن وارده به آن خم شده، یا تحت اثر ارتعاشات (نیروهای دینامیکی) دچار خستگی شده است، نیروهای دینامیکی بسته به شرایط حفاری ممکن است تا ۱۰۰ برابر نیروهای استاتیکی، در نظر گرفته شده در طراحی رشته باشند، به همین دلیل طراحی رشته براساس نیروهای دینامیکی ناشی از ارتعاشات از اهمیت ویژه ای برخوردار است.



شکل فوق وضعیت نیروهای کششی و فشاری در یک لوله خم شده را نشان می دهد.

### ۲.۳ - سایش ابزار پیوند.

همانگونه که گفته شد، یکی دیگر از آثار مخرب ارتعاشات، سایش ابزار پیوند لوله های حفاری، در اثر تماس با بدنه چاه می باشد.

سایش باعث کاهش ضخامت ابزار پیوند می شود، کاهش ضخامت ممکن است به دو صورت یکنواخت و یا موضعی باشد، در صورتیکه سرعت زاویه ای لنگ زدن با سرعت زاویه ای چرخش رشته برابر باشد، نقطه تماس رشته با چاه ثابت می ماند، در نتیجه ابزار پیوند به صورت یکطرفه دچار کاهش ضخامت خواهد شد، که به آن حالت ارتعاشات عرضی، سینکرون گویند.

در صورتیکه سرعت زاویه ای لنگ زدن با سرعت زاویه ای چرخش رشته برابر نباشد، نقطه تماس رشته با چاه ثابت نمی ماند، در نتیجه ابزار پیوند به صورت محیطی و یکنواخت دچار کاهش ضخامت خواهد شد. لذا در حفاری چاههای عمودی که شکستگی (Dogleg) و انحرافی در مسیر چاه وجود ندارد، مشاهده هرگونه آثار سایش و کاهش ضخامت بر روی ابزار پیوند، می تواند دلیل وجود ارتعاشات عرضی در رشته حفاری باشد.



عکس فوق سایش در ناحیه Pin لوله حفاری کلاس G ناشی از ارتعاشات عرضی را نشان می دهد.

### ۳ - روشهای تشخیص ارتعاشات در رشته حفاری.

بجز ارتعاشات عرضی، دیگر ارتعاشات نامبرده شده، در صورتیکه به اندازه کافی شدید باشند، آثار آنها را می توان در سطح مشاهده کرد.

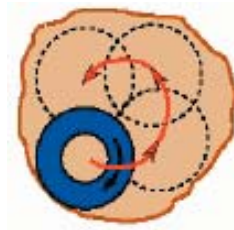
#### ۳.۱ - روش مشاهده آثار.

• **ارتعاشات محوری:** آثار ارتعاشات محوری روی سطح بصورت نوسانات وزن نما و لرزش میزدوار کاملاً مشهود است، هر چه دامنه ارتعاشات بیشتر شده و شدت نیروهای دینامیکی افزایش یابد، شدت نوسانات و

لرزشها نیز افزایش می یابد.

• **ارتعاشات پیچشی:** آثار ارتعاشات پیچشی در سطح به صورت نوسانات گشتاور مشهود است. که روی سرعت گردش میزدوار اثر می گذارد، در صورتیکه دامنه ارتعاشات پیچشی شدید باشند، نوسانات سرعت چرخش میزدوار RPM افزایش می یابد.

• **ارتعاشات عرضی:** همانگونه که گفته شد، ارتعاشات عرضی آثار مستقیمی در سطح نداشته و قابل مشاهده نمی باشند، ولی در حالت شدید آن می توان، از کاهش ضخامت ابزار پیوند لوله های لوله های حفاری ناشی از تماس آن با بدنه چاه، در حفاری چاه های عمودی به وجود ارتعاشات عرضی پی برد.



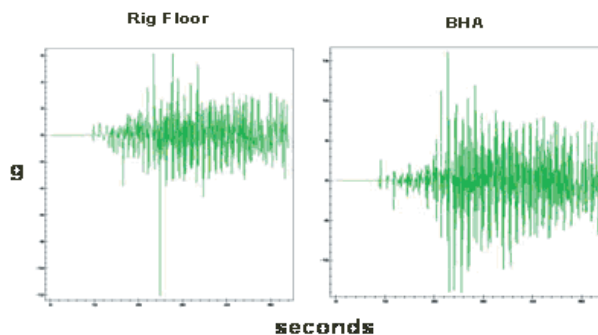
شکل فوق برش طولی چاه و رشته حفاری را نشان می دهد.

• **ارتعاشات هیدرولیکی:** ارتعاشات هیدرولیکی ناشی از عملکرد نامناسب پمپ های سیال حفاری، به صورت نوسانات فشار هیدرولیکی در Stand pipe بر روی فشار سنجها قابل مشاهده می باشد.

### ۳.۲ - اندازه گیری سطحی و درون چاهی

شدت و نوع ارتعاشات در سطح و درون چاه مساوی و مشابه نیستند، اندازه گیریهای صورت پذیرفته توسط محققان نشان داد، شدت ارتعاشات از نظر اندازه و هم زمانی در سطح و درون چاه با یکدیگر یکسان نیستند.

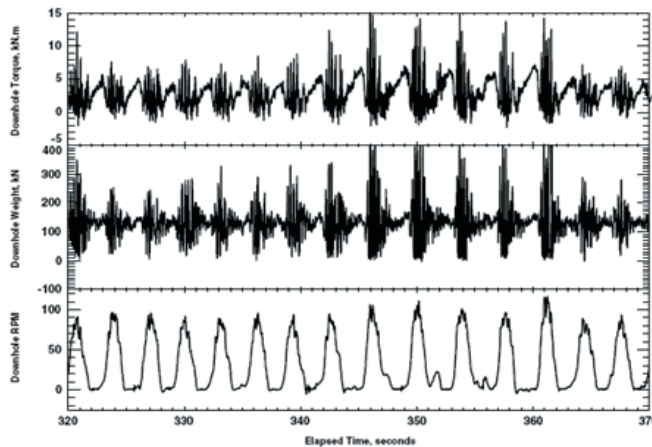
#### Axial vibration of drill string at Rig floor/BHA



نمودار های فوق شدت ارتعاشات محوری در سطح و درون چاه را نشان می دهد.



## ارتعاشات پیچشی (Torsional Vibrations):



نمودار فوق نوسانات WOB، RPM و گشتاور در رشته حفاری در درون چاه را نشان می دهد.

نیروهای دینامیکی تولید شده ناشی از ارتعاشات در اثر اندر کنش مته/ سازند و رشته/ دیواره چاه، در حین انتقال به سطح مقداری مستهلک شده، دچار تاخیر زمانی میشوند. به همین دلیل اندازه گیریهای صورت پذیرفته درون چاهی، از دقت و صحت بالاتری برخوردار است.

• **اندازه گیری برون چاهی:** همانگونه که اشاره شد، آثار نیروهای مکانیکی ناشی از ارتعاشات ایجاد شده در درون چاه، در اثر استهلاک حین انتقال، در سطح از شدت کمتری برخوردارند، همچنین آثار ارتعاشات عرضی نیز به سطح زمین منتقل نمی شوند. ولی بدلیل وجود سنسورها در سطح و امکان انتقالات آسانتر اطلاعات، ثبت و تفسیر داده ها از سرعت ودقت بالاتر و هزینه پایین تری برخوردار است، با تجهیز سیستمها به نرم افزارهای شبیه ساز، از روی اطلاعات اندازه گیری شده در سطح، با دقت قابل قبولی میتوان شرایط درون چاهی را مدل کرد. به همین دلایل امروزه بیشتر شرکتهایی که تامین کننده خدمات Surface logging، هستند، خدمات drill String vibration را نیز ارائه می دهند، که تحت نامهای مختلف و علائم اختصاری متفاوت می باشند.

• **اندازه گیری درون چاهی:** نیروهای دینامیکی ناشی از ارتعاشات، در درون چاه تولید می شوند، لذا شدت و اندازه این نیروها در درون چاه بیشتر است، به همین دلیل اندازه گیری این نیروها در درون چاه از دقت و صحت بالاتری برخوردار است، ولی بدلیل مشکلات موجود در اندازه گیری درون چاهی و انتقال اطلاعات به



سطح زمین، اندازه گیری درون چاهی از سطح تکنولوژی و هزینه بالاتری بر خوردار است. لذا شرکت‌هایی که خدمات حفاری افقی و انحرافی را ارائه می دهند، بدلیل حساسیت و قیمت بالای این تجهیزات، به منظور کاهش هزینه های ناشی از خرابی این وسائل در درون چاه، اقدام به اندازه گیری شدت ارتعاشات با بهره گیری از سنسورهای درون چاهی می نمایند.

## Monitoring systems



**The rig floor display allows the driller to constantly monitor and immediately respond to downhole vibrations.**



**Memory log data can be used to determine best practices for future drilling operations.**

نمودارهای فوق شدت ارتعاشات اندازه گیری شده درون چاهی را نشان می دهد.

از آنجا که معمولاً "Surface logging در حفاری لایه های مخزن صورت می پذیرد و شرکتهای صاحب چاه کمتر حاضر به پرداخت هزینه های Surface logging در Top hole می باشند، در عمل مشاهده شده است، عمده مشکلات ناشی از ارتعاشات در Top hole اتفاق می افتد، بنظر میرسد که از طریق راه های ذیل اشاره می توان به کنترل و کاهش خسارات ناشی از ارتعاشات دست یافت:

- آموزش و آگاهی دادن به کارکنان سرچاهی در خصوص آثار و روشهای کنترل ارتعاشات رشته حفاری.
- آموزش کارشناسان در خصوص طراحی دینامیکی رشته حفاری.
- طراحی و ساخت یک سخت افزار، جهت اندازه گیری شدت ارتعاشات با استفاده از سنسورهای موجود سر چاهی.



#### ۴- عوامل مؤثر در تشدید ارتعاشات رشته حفاری.

۴.۱ - قطر و عمق چاه: براساس شواهد و مدارک موجود در حفاری مناطق مختلف مشخص شده است، قسمت عمده Wash out و Twist off ثبت شده، در حفاری Top hole بوده است. قطر چاه در حفاری Top hole اغلب  $17 - 1\frac{1}{2}$  in می باشد، در چند مورد که حفاری در حفره  $17 - 1\frac{1}{2}$  in همراه با ضایعات زیاد بوده، کاهش قطر چاه در همان عمق به  $12 - 1\frac{1}{4}$  in باعث کاهش شدت ضایعات وارده به رشته حفاری شده است، به عبارت دیگر می توان نتیجه گرفت، در شرایطی که ارتعاشات عامل ضایعات وارده به رشته حفاری است، قطر چاه تاثیر زیادی بر روی شدت ضایعات وارده به رشته دارد.

همانگونه که قبلاً اشاره شد، در صورتیکه نیروهای دینامیکی ناشی از ارتعاشات بزرگ باشند، رشته حفاری در حین چرخیدن لنگ میزند، هرچه قطر چاه بزرگتر باشد، حداکثر شعاع لنگ زدن، بزرگتر میشود، با کوچکتر نمودن قطر چاه حداکثر شعاع لنگ زدن کاهش می یابد، هرچه اندازه شعاع لنگ زدن بزرگتر باشد، نیروهای دینامیکی وارده بزرگتر شده، در نتیجه عمر خستگی رشته حفاری کاهش یافته، شدت ضایعات ناشی از ارتعاشات افزایش می یابد.

۴.۲ - قابلیت حفاری سازند: سازند های حفاری از نظر خواص مکانیکی مانند: سختی، دانسیته، استحکام پیوند بین عناصر تشکیل دهنده و مقاومت به سایش با یکدیگر متفاوت هستند، به همین دلایل قابلیت حفاری مشابهی ندارند، به این معنی، اگر فاکتور های حفاری مانند: وزن روی مته، سرعت چرخش میزدوار، ترکیب و فشار سیال حفاری، نوع مته و عمق حفاری دو سازند مشابه با شد، بدلیل اختلاف در خواص فیزیکی آن دو، سرعت حفاری مساوی نیست، همانگونه که قبلاً اشاره شد، قسمت عمده منبع تولید ارتعاشات در رشته حفاری ناشی از اندرکنش مته / سازند می باشد و این، تابعی از خواص مکانیکی سازند و نوع مته است که مکانیزم حفاری را مشخص می کند، لذا ارتعاشات ایجاد شده در رشته حفاری در مناطق مختلف، متفاوت است، تجربه نشان داده است، حفاری در یال شمالی لیشر، بی بی حکیمه، کارون ولالی، در ناحیه Top hole همواره با ضایعات شدید در رشته حفاری، همراه بوده است. این بدان معنی است که، خواص مکانیکی سازند، در این مناطق به گونه ایی است که، اندر کنش مته / سازند، ارتعاشات شدیدی در رشته تولید نموده، باعث ایجاد ضایعات میشود. افزایش عمق چاه در مناطقی چون اهواز و مارون که باعث افزایش عمق حفاری توسط مته  $26$  in می شود نیز باعث افزایش چشمگیر ضایعات شده است.



**۴.۳ - طراحی رشته حفاری:** رشته حفاری با توجه به استانداردهای موجود، همواره براساس نیروهای استاتیکی طراحی می شود، ولی در عمل مشاهده شده، این طراحی در حفاری مناطقی که ارتعاشات ایجاد شده حین حفاری زیاد است، کارایی ندارد، و لازم است، تاثیرات نیروهای دینامیکی نیز لحاظ گردد،

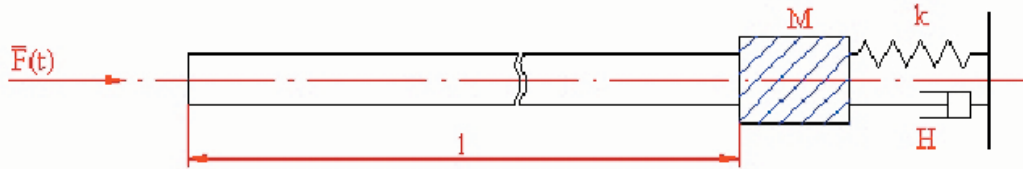
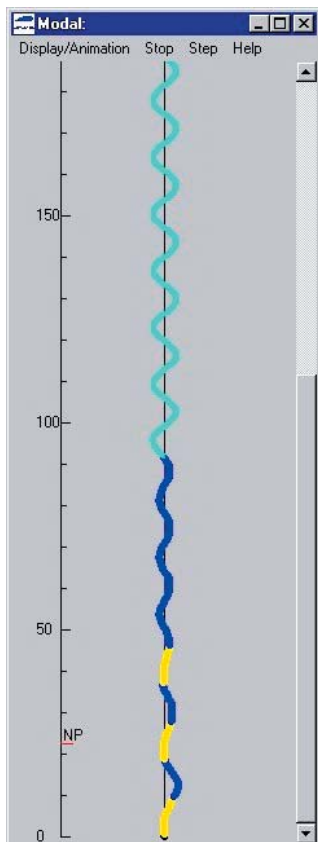


Figure 1, Drillstring model

شکل فوق مدل دینامیکی رشته حفاری را نشان می دهد.

همچنین فاکتورهای حفاری شامل: وزن روی مته، سرعت چرخش میز دوار نیز با توجه به اندازه و نوع



مته تعیین می گردد، در عمل مشاهده شده است، لازم است بمنظور کنترل ارتعاشات و کاهش شدت ضایعات واره به رشته، در مناطقی که شرایط حفاری سخت است، فاکتورهای حفاری را با توجه به شرایط چاه در حین حفاری تعیین شنوند، به این معنی که، فاکتورهای حفاری را به گونه ای تغییر داد، که شدت ارتعاشات به حد قابل قبولی کاهش یابند. طراحی رشته حفاری با توجه به نیروهای دینامیکی بمقدار زیادی پیچیده بوده و توسط کامپیوتر و نرم افزارهای خاص صورت می پذیرد.

#### ۴.۴ - نوع مته (مکانیزم حفاری).

در حفاری چاه های نفت و گاز از دونوع مته استفاده می شود،

(۱) مته های سه کاجه.

(۲) مته های الماسه PDC.

• مته های سه کاجه، دندانه دار بوده و کاجها بر روی غلتک هایی، حین حفاری می چرخند، و باعث خورد نمودن و کندن قطعات سنگ می شوند. دندانه های این نوع مته ها، اغلب از فولادهای سخت شده، ساخته شده

اند، دندانها در اثر فرو رفتن در سازند، به مرور دچار سایش می شوند، سایش بیش از حد آنها باعث کاهش سرعت حفاری می شود، ولی چنانچه سازند، از سختی و استحکام بالایی برخوردار باشد، دندانها در اثر حفاری شکسته می شوند، حفاری در سازند های سخت، باعث کاهش سرعت حفاری و افزایش میزان مصرف مته می شود، یعنی نسبت مترژ حفاری شده، به ازاء مته کاهش می یابد. این شرایط همچنین باعث شده، تا شدت ارتعاشات در رشته حفاری افزایش یافته، بصورت ضرباتی در سطح قابل مشاهده گردد، همواره حفار از روی این شرایط به تغییرات در خواص مکانیکی سازند پی می برد.

• مته های الماسه PDC: دندانها و کاج ندارند، در عوض سطح آنها از دانه های سخت و برنده الماس صنعتی پوشیده شده است، این دانه ها مانند قلم تراش از روی سطح سنگ براده برداری می کند و مانند مته های سه کاجه، به سازند ضربه وارد نمی کنند، بلکه با عمل سایش و تراش حفاری می کنند، این اختلاف بین مکانیزمهای حفاری در این دو نوع مته باعث اختلاف در سرعت، هزینه و ضایعات وارده به رشته حفاری می شود

**۴.۵ - WOB & RPM:** همانگونه که اشاره شد فاکتورهای حفاری مانند WOB و RPM در حفاری مناطقی که شرایط حفاری سخت است، تنها اهرمهای موجود در دست حفار جهت کنترل ارتعاشات و کاهش شدت ضایعات وارده به رشته می باشند، در عمل با کاهش و یا افزایش این فاکتورها تاثیرات آنرا، بر روی ارتعاشات رشته می توان مشاهده کرد، یک حفار با تجربه در حین حفاری با تغییر شرایط چاه، همواره می تواند به گونه ایی فاکتور های حفاری را تنظیم کند، که ضمن داشتن بالاترین سرعت حفاری ROP که زمان حفاری را کاهش و هزینه را حداقل می کند، ارتعاشات را کنترل و خسارات وارده به رشته را به حداقل برساند، این نیز باعث کاهش قیمت تمام شده چاه می شود.

**۴.۶ - آثار سطحی روی لوله ها:** سطح لوله های حفاری همواره ناشی از شرایط ساخت و یا کار، دارای مقداری ناهمواری است. از آنجاییکه ترکهای خستگی از روی سطح شروع می شوند و همانگونه که گفته شد، قسمت عمده عمر خستگی لوله ها مربوط به زمان تشکیل ترک است، آزمایشات نشان داده است، وجود هر گونه ناهمواری روی سطح باعث کاهش زمان تشکیل ترکهای خستگی می شود، به عبارت دیگر هرچه سطح نمونه صیقلی تر باشد، ترک خستگی دیرتر تشکیل شده، عمر لوله افزایش می یابد.

ناهموایهای ناشی از ساخت عمدتاً "بدلیل تشکیل لایه های اکسید حین تولید و عملیات حرارتی می باشد، بندرت مواردی هم ناشی از نقص در مواد اولیه و یا فرایند تولید مشاهده شده، گاهی هم بدلیل انتخاب نامناسب



محل حک نشان سازنده بر روی بدنه لوله می باشد.

ناهمواییهای ناشی از کار عمدتاً "مربوط به محل Slips می باشد، دندانهای Slips جهت ایجاد اصطکاک لازم برای نگهداری رشته در دهانه چاه در بدنه لوله فرو می روند، آثار خراش سطحی ناشی از این دندانها، اغلب روی سطح قابل مشاهده می باشند.

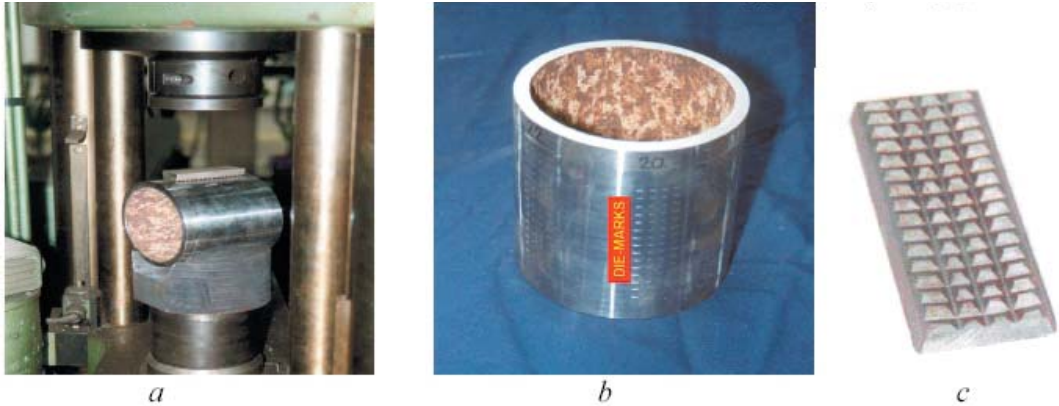
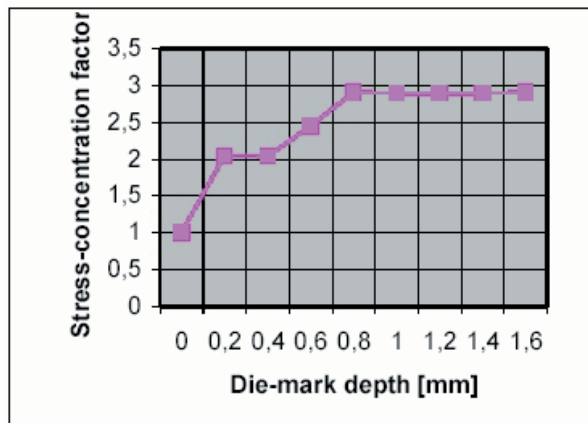


Fig. 1 Testing device:  
a- assembly view; b- die-marked drill pipe; c- die.

عکسهای فوق تاثیر دندانهای سلیپس بر روی سطح لوله را نشان می دهد.

همانگونه که مشاهده می شود آثار ناشی از فرورفتگی دانه های لوله گیر در لوله های حفاری بسیار واضح می باشند.

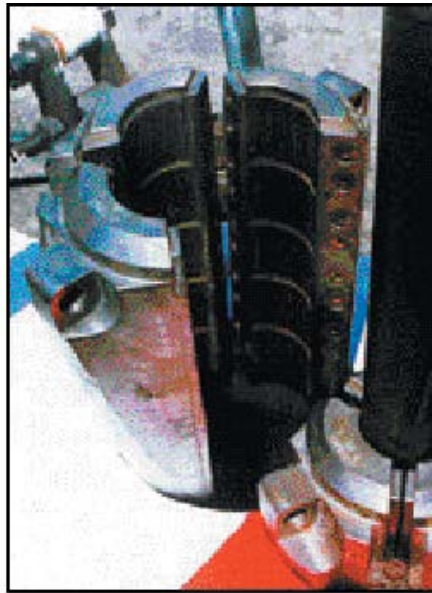


نمودار فوق عمق نفوذ دندانهای سلیپس بر حسب تمرکز تنش را نشان می دهد.

آنالیز انجام شده به روش المانهای محدود نشان داد، شدت تنش در ناحیه آثار روی لوله بسته به عمق آثار تا سه برابر تنش وارده به رشته می باشد، لذا می توان نتیجه گرفت که خراشهای ایجاد شده، ناشی از سلیپس،



هم شدت تنش موضعی را افزایش می دهد و هم باعث حذف مرحله ایجاد ترک در فرایند خستگی می شود، این دو عامل بشدت عمر خستگی لوله ها را کاهش می دهند. لذا بمنظور افزایش عمر خستگی لوله ها از سلیپس هایی که آثار سطحی ایجاد نمی کند، می باید استفاده نمود.



Micro-Grip™ Slips in Dual 350-Ton Spider

عکس فوق یک نمونه از سلیپس رانشان می دهد که عمق خراشهای ایجاد شده در سطح لوله در حدمیکروسکوپی است.

خراشهای سطحی ایجاد شده توسط لوله گیر (سلیپس) چهار اثر مهم در فرایند ایجاد ضایعات دارد.

۱ - کاهش شدید عمر خستگی لوله های حفاری بدلیل حذف مرحله تشکیل ترک.

۲ - کاهش شدید عمر خستگی لوله های حفاری بدلیل افزایش شدت تنش در ناحیه خراشها تا سه برابر تنش ناشی از عملیات حفاری.

۳ - کاهش شدید عمر خستگی لوله های حفاری بدلیل ایجاد خوردگی موضعی در درون خراشها بدلیل حبس شدن سیال حفاری و پایین آمدن PH درون خراشها.

۴ - کاهش شدید عمر خستگی لوله های حفاری بدلیل ایجاد ترکهای عمود بر محور لوله ها که در اثر نیروهای چرخشی رشد کرده و باعث سوراخ شدگی لوله ها می شود.

لذا هرگونه اقدامی بمنظور کاهش عمق خراشهای ایجاد شده یا افزایش استحکام لوله ها در ناحیه لوله گیر، باعث افزایش عمر خستگی رشته حفاری و کاهش هزینه های خواهد شد.

خوشبختانه در حال حاضر شرکتهای معتبر بین المللی تجهیزات مفیدی جهت حل مشکل فوق تولید و به بازار عرضه نموده اند

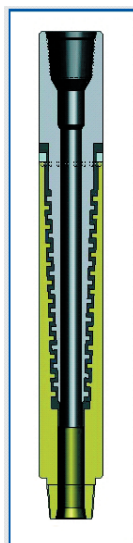
ضربات مکانیکی ناشی از جابجایی لوله هانیز منبع دیگری است که باعث ایجاد خراش سطحی روی لوله هامی شود.

## ۵- روشهای مبارزه و کنترل ارتعاشات.

۵.۱ - استفاده از جاذب ارتعاشات در رشته حفاری: انرژی ناشی از ارتعاشات مکانیکی در صورتیکه از سیستم خارج نشود، جمع شده و باعث خستگی، تسلیم و نهایتاً شکست فلز خواهد شد. انرژی ارتعاشی همواره از طریق نیروهای خارجی مانند، اندرکنش مته/ سازند، رشته/ سازند و سیستم گردش سیال حفاری، به رشته وارد می شوند. هر چه شرایط حفاری سختتر باشد، مقدار انرژی ارتعاشی، وارد شده به رشته حفاری بزرگتر خواهد بود. انرژی تولید شده را می توان از طریق جاذب ارتعاشات به اشکال دیگر انرژی، از جمله حرارت تبدیل و از سیستم خارج نمود.

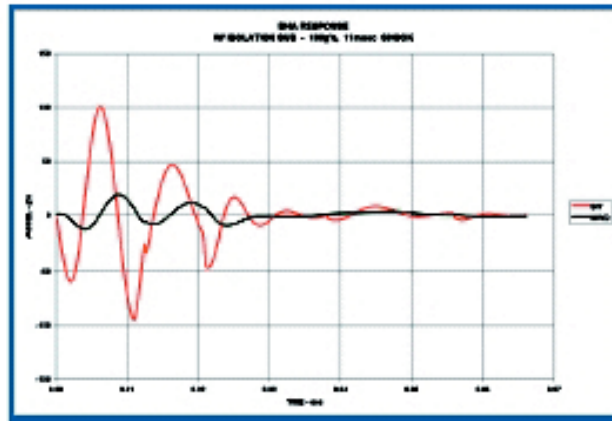
چنانچه انرژی به روش فوق از سیستم خارج نشود، روشهای دیگری از جمله اصطکاک و استهلاک فلزی باعث جذب انرژی ارتعاشی می شوند، که این به طراحی و جنس فلز رشته بستگی دارد. ولی جذب انرژی ارتعاشی به روشهای فوق، باعث کار داخلی بر روی نابیهای موجود در ساختار کریستالی فلز شده، در نهایت ایجاد ترک خستگی می کند، شوئیدگی های مشاهده شده، در اثر خستگی ناشی از حفاری در بعضی از مناطق به همین دلایل است.

## Vibration Isolation Sub drillstring dampers



شکل فوق یک نمونه از جاذب ارتعاشات رشته حفاری را نشان می دهد.

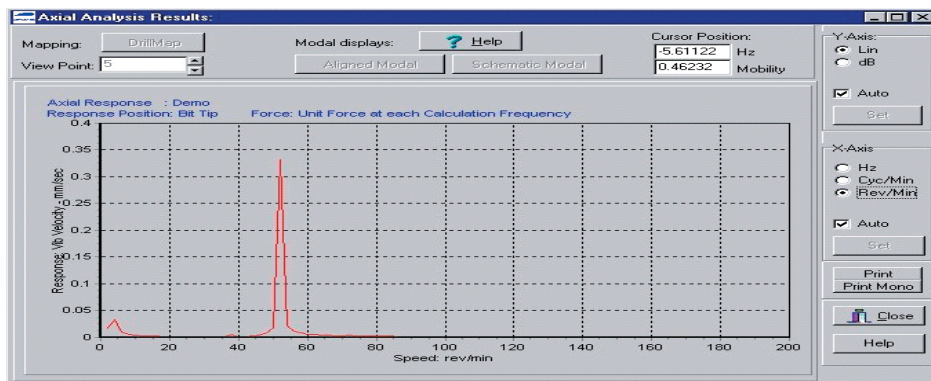
جاذب های انرژی از مکانیزم فنر و دمپر استفاده می کنند. البته در صورتیکه سختی جاذب های انرژی به اندازه کافی نباشد، قادر به ایفا نقش خود به صورت مؤثری نبوده، نمی توانند مقدار قابل ملاحظه ایی از انرژی تولید شده را جذب نمایند، لذا قسمت بیشتری از انرژی تولید شده به صورت اصطکاک و استهلاک جذب فلز شده، باعث خستگی و تخریب زود هنگام رشته می شود.



نمودار فوق تاثیر جاذب ارتعاشات در رشته حفاری را نشان می دهد.

همانگونه که در نمودار فوق مشاهده می شود ابزار جاذب ارتعاشات در رشته، مانند یک عایق، از انتشار ارتعاشات از مته به رشته عمل کرده و مانع انتقال ارتعاشات از مته به رشته شده است.

**۵.۲ - کنترل پارامترهای حفاری:** یکی دیگر از راههای مبارزه با ارتعاشات، کاهش نیروهای خارجی از طریق کنترل پارامترهای حفاری است که عامل تولید انرژی ارتعاشی می باشند، کار ناشی از نیروهای دینامیکی هرچه برواحد زمان بیشتر باشد، شدت ارتعاشات



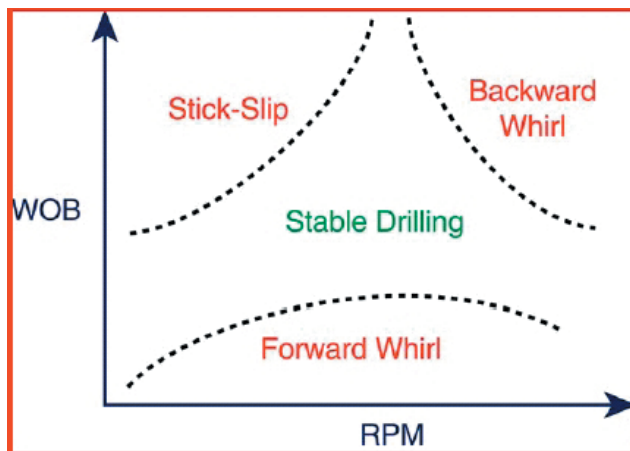
نمودار فوق فرایند تشدید در رشته حفاری را نشان می دهد.

بیشتر است، لذا بمنظور افزایش عمر رشته حفاری لازم است، از شدت ارتعاشات کاسته شود، همانگونه که قبلاً اشاره شد، انرژی وارده به رشته حفاری در اثر اندر کنش مته / سازند و رشته / سازند می باشد. براساس تئوری ارتعاشات، حداکثر دامنه ارتعاشات در فرکانس طبیعی سیستم اتفاق می افتد، لذا حفار لازم است. باتوجه به شدت ارتعاشات و نیروهای منتقل شده به سطح اقدامات ذیل اشاره را معمول دارد.

۱- کاهش یا افزایش RPM بمنظور فاصله گرفتن از فرکانس طبیعی رشته که مسئله تشدید در سیستم رخ ندهد.

۲- کاهش یا افزایش وزن روی مته WOB بمنظور کاهش آثار مخرب اندر کنش مته/ سازند.

### ارتعاشات حفاری



نمودار فوق رابطه بین WOB، RPM و شرایط حفاری را نشان می دهد.

• **استفاده از موتورهای درون چاهی:** در صورت امکان بهره گیری از موتور درون چاهی که باعث حذف اندرکنش رشته / سازند شده و یکی از منابع اصلی تولید ارتعاشات حذف می گردد، ولی باید دانست اگر چه بهره گیری از موتور درون چاهی، باعث کاهش شدت ضایعات خواهد شد، ولی موجب حذف کامل ارتعاشات نخواهد شد، چراکه ارتعاشات ناشی از اندر کنش مته / سازند، همچنان باقی است.

• **استفاده از مته های PDC:** در صورت امکان بهره گیری از مته های الماسه بجای مته های سه کاجه بمنظور تغییر مکانیزم حفاری که باعث کاهش شدت ارتعاشات ناشی از درگیری مته/ سازند خواهد شد.

اگرچه اقدامات فوق باعث کاهش شدت ضایعات وارده به رشته خواهند شد، ولی تأثیری بر ضایعات ناشی از ارتعاشات عرضی نخواهد داشت، چراکه ارتعاشات عرضی به سطح منتقل نشده و وجود این نوع ارتعاشات زمانی

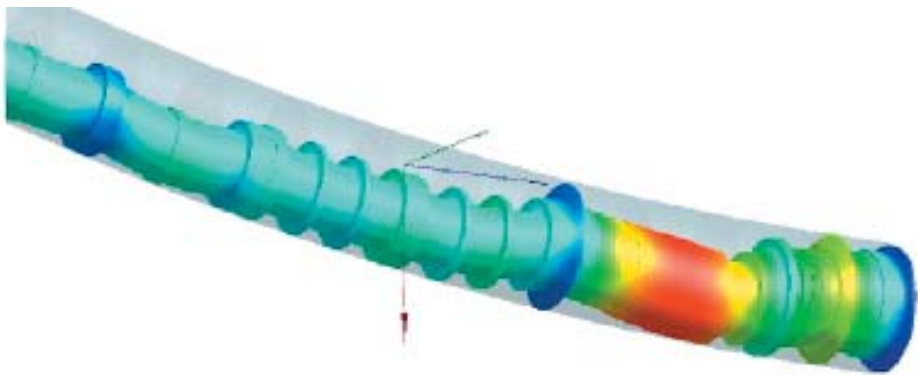
تشخیص داده می شوند که ضایعات ناشی از این نوع ارتعاشات در سطح مشاهده شوند.

لذا در صورت مشاهده ضایعات غیره منتظره در حفاری Top Hole لازم است، مسئله سریعاً بررسی و اقدامات عاجل مبذول گردد، به هر حال بهترین راه مبارزه با ارتعاشات عرضی بهره گیری از موتور درون چاهی، بمنظور جلوگیری از لنگ زدن رشته، درون چاه می باشد.

### ۵.۳ - طراحی دینامیکی رشته حفاری.

در استانداردهای موجود رشته حفاری براساس نیروهای استاتیکی طراحی شده است، طراحی رشته حفاری براساس نیروهای دینامیکی بسیار پیچیده است و می بایست توسط نرم افزارهای نوشته شده، صورت پذیرد. رشته های حفاری موجود در اغلب موارد از استحکام و مقاومت کافی برخوردار می باشند، تنها در مواردی که شدت ارتعاشات بسیار بالا باشد، رشته تسلیم شده و ضایعات وارده زیاد می شود، در چنین مواردی، لازم است، با توجه به مطالب فوق الذکر نسبت به کنترل نیروهای دینامیکی اقدام نمود.

از آنجائیکه نیروهای ارتعاشی از پایین به بالا منتقل می شوند، لذا کاهش ضریب انتقال و جذب انرژی ارتعاشات، باعث کاهش ضایعات وارده به رشته می شود. به همین منظور استفاده از تجهیزات جاذب ارتعاشات، بسیار مؤثر است.



نمودار فوق مدل کامپیوتری رشته حفاری را نشان می دهد.

هر گونه تغییر ناگهانی در سطح مقطع فولاد لوله ها نقطه ضعفی است، که باعث تمرکز انرژی ارتعاشی در رشته می شود، لذا بهره گیری از لوله های حفاری سنگین بالای BHA همواره می تواند باعث کاهش ضایعات وارده به رشته شود.

بمنظور بررسی دقیق نقاط ضعف رشته حفاری از نرم افزار شبیه ساز استفاده می شود، این نرم افزارها قادرند سطح تنش هر نقطه را باتوجه به نیروهای وارده محاسبه نمایند.



#### ۵.۴ - دوره بازرسی رشته حفاری.

هدف اصلی از بازرسی لوله ها یافتن ترکهای خستگی است، چنانچه ترکهای ناشی از خستگی به اندازه ای رشد کرده باشند، که بتوان با دستگاه های بازرسی آنها را تشخیص داد، بالغ بر ۸۰٪ عمر خستگی لوله مصرف شده است، به همین دلیل به محض تشخیص ترک خستگی توسط دستگاه های بازرسی لوله از رده خارج می شود.

اگر بدلیل عدم دقت دستگاه، اشتباه اپراتور و یا عدم بازرسی بموقع، ترک تشخیص داده نشود، در اثر ادامه حفاری ترک رشد کرده و باعث سوراخ شدگی لوله می شود، اگر بدلیل عدم تشخیص افت فشار ناشی از سوراخ شدگی لوله، حفاری ادامه پیدا کند، سوراخ رشد کرده و باعث قطع رشته می گردد.

ترکهای خستگی همواره از سطح شروع شده و بداخل رشد می کنند، تخمین زده شده هزینه شکست لوله ده برابر سوراخ شدگی است و هزینه ناشی از رده خارج کردن لوله طی فرایند بازرسی، بمراتب کمتر از سوراخ شدگی لوله، طی فرایند حفاری است، بنابر این اگر فرایند بازرسی به صورت دقیق و بموقع انجام پذیرد، باعث کاهش هزینه های حفاری خواهد شد.

شاخص های مختلفی برای تعیین فاصله بین دو بازرسی وجود دارد.

سؤال اساسی این است که، کی باید لوله ها را مورد بازرسی قرار داد، به عبارت دیگر فاصله بین دو بازرسی را چگونه باید تعیین کرد.

• شاخص زمان، مثلاً "هر سه ماه یکبار.

• شاخص متر از حفاری، مثلاً "هر ۵۰۰۰ متر حفاری یکبار.

• شاخص تعداد چاه حفاری شده، مثلاً "به ازاء هر چاه حفاری شده.

هیچکدام از شاخص های فوق، خط کش مناسبی برای اندازه گیری فاصله بین دو بازرسی نمی باشد.

لازم به ذکر است، در صورتیکه فاصله بین دو بازرسی به صورت صحیحی انتخاب نشود. یکی از حالات زیر ممکن است.

• فاصله انتخاب شده بیش از حد لازم بوده.

• فاصله انتخاب شده کمتر از حد لازم بوده.

در هر دو صورت هزینه های حفاری بشدت افزایش خواهد یافت، اگر فاصله بین دو بازرسی بیش از





اندازه باشد، یعنی اجازه داده شده که با لوله ترکدار حفاری کنند، در این صورت احتمال شوییدگی و قطع لوله وجود دارد.

فاصله انتخاب شده کمتر از اندازه بوده، یعنی بارها و بارها جهت بازرسی لوله های سالم هزینه پرداخت شده است.

قبل از اینکه بتوان فاصله بین دو بازرسی را به شکل صحیح تعیین کرد، لازم است تعریف درستی از عمر خستگی لوله ها و عوامل مؤثر در ایجاد خستگی داشته باشیم.

عمر خستگی لوله ها تابعی از سطح تنش کششی متوسط، دامنه و فرکانس تغییرات تنش و مدت زمان آن در یک نقطه از رشته می باشد، عبارت دیگر عمر خستگی رشته حفاری به کار حاصل از نیروهای دینامیکی در واحد زمان بر روی رشته و یا میزان انرژی جذب شده توسط رشته در یک نقطه در واحد زمان بستگی دارد.

با توجه به تعاریف فوق مشخص می شود، که عمر خستگی رشته را نمی توان با شاخص زمان، متراژ حفاری و یا تعداد چاه های حفر شده بیان کرد.

در اصل فاصله بین دو بازرسی تابعی از شرایط حفاری است، به عبارت دیگر اگر شرایط حفاری سخت نباشد، فاصله بین دو بازرسی ممکن است به ازاء حفاری هر سه حلقه چاه، یکبار صورت پذیرد و بالعکس اگر شرایط حفاری سخت باشد، ممکن است حین حفاری یک حلقه چاه، لازم شود، لوله ها را سه بار بازرسی نمود. به منظور دستیابی به فاصله مناسب بین دو بازرسی باتوجه به شرایط حفاری لازم است، نکاتی مد نظر قرار گیرد:

- در مواردی که شرایط حفاری سخت و همراه با ارتعاشات زیاد است، بمحض مشاهده اولین مورد شوییدگی، حفاری قطع شده، رشته تعویض و مورد بازرسی قرار گیرد.
- نسبت به کاهش دامنه ارتعاشات با توجه به موارد گفته شده در بندهای ۵.۱، ۵.۲، ۵.۴، اقدام گردد.
- در مناطقی که حفاری با مشکلات خاصی همراه نبوده است، نسبت به افزایش فاصله بین دو بازرسی از یک چاه به دو، سه و چهار چاه اقدام گردد.



## ۶ - توصیه ها و پیشنهادات

### تجهیزات اندازه گیری.

#### الف - ابزارهای اندازه گیری پارامترهای حفاری.

پارامترهای دینامیکی حفاری شامل وزن روی مته، سرعت چرخش رشته حفاری، فشار و سرعت سیال و شتاب رشته حفاری در سه محوری عمودی، شعاعی و عرضی (مماسی) تنها راه عملی کنترل بهینه فرآیند حفاری می باشد، همانگونه که قبلاً اشاره شد اندازه گیری این پارامترها توسط ابزار درون چاهی و یا برون چاهی امکان پذیر است.

#### ب- ابزارهای سنتی اندازه گیری

یکی از مشکلات در امر حفاری، استفاده از وسایل اندازه گیری نامیزان، قدیمی و غیرحساس می باشد. بدیهی است که در صورت استفاده از چنین ابزارهایی، اندازه گیریها غیر دقیق بوده و غالب پارامترهای حفاری که به صورت آنی و لحظه ای تغییر می کنند، غیر قابل ثبت می باشند. وجود وسایل اندازه گیری دقیق و کالیبره شده نه تنها باعث کاهش خسارات می گردد، بلکه ابزار مناسبی نیز جهت تحلیل بعد از شکست به شمار می رود. برای مثال با استفاده از گیج های حساس می توان سریعاً وقوع شویدگی را تشخیص داده و از تبدیل شدن آن به بریدن، که مستلزم هزینه های بسیار زیادتری می باشد، جلوگیری نمود. همچنین، تغییرات اغلب پارامترهای حفاری، که بصورت لحظه ای تغییر می کنند، تنها با داشتن ابزارهای حساس و دقیق قابل ثبت می باشند. ثبت این مقادیر کمک شایان توجهی را در تحلیل مسائل حفاری بر عهده دارد.

#### ج- ابزارهای گرفتن لوله های حفاری.

همانگونه که قبلاً گفته شد وجود هر گونه خراش مکانیکی، حفره خوردگی و یا آثار ناهمواری در سطح لوله ها، شدیداً باعث کاهش عمر خستگی رشته حفاری می شود لذا لازم است، در انتخاب تجهیزات و نحوه جابجایی لوله ها کاملاً دقت نموده تا سطح بیرونی لوله ها زخمی نشود. به همین دلیل استفاده از سلیپس هایی که آثار سطحی کمتری به جا می گذارند شدیداً توصیه می شود.



## د- استفاده از درپوش:

یکی از پارامترهای مهم استفاده از درپوش در هنگام حمل و نقل لوله ها می باشد. این مسئله که به ظاهر ساده و پیش پا افتاده می باشد، نقش بسیار مهمی را در کاهش ضایعات مربوط به ابزاروالات حفاری بر عهده دارد. خوشبختانه مدتی است که توجه به این امر در دستور کار شرکت ملی حفاری ایران قرار گرفته و نتایج مطلوبی نیز در بر داشته است.

## ه- رها کردن لوله

در مورد رها کردن لوله بر روی سطوح rack و ramp نیز در گزارش قبلی تحلیل های جامعی صورت گرفت. از آنچه که بیان شد چنین نتیجه گیری می شود که می بایست از رها کردن زود هنگام لوله ها پرهیز نمود. در صورتیکه لوله ها به آرامی بر روی سطح rack و یا ramp قرار گیرد، تنش های ایجاد شده بسیار کم بوده و عملاً تأثیر بسزایی در افزایش طول عمر لوله بر جا خواهد گذارد. هم چنین در صورتیکه لوله در نزدیکی سطح رها می گردد، از کج شدن لوله می بایست بطور جدی ممانعت به عمل آورد. علاوه بر این استفاده از مکانیزم هایی جهت بلند کردن لوله های حفاری، لوله وزنه و لوله های جداری از روی rack و قرار دادن بر روی سطح دکل و برعکس نتایج سودمندی در افزایش سرعت عملیات حفاری و طول عمر لوله های حفاری و وزنه را بدنبال داشته است.

## آموزش نیروی انسانی.

همانگونه که قبلاً نیز اشاره شد. آموزش نیروی انسانی نقش عمده ایی در جلوگیری از ضایعات رشته حفاری دارد. پرسنل دکل لازم است طی دوره های آموزشی با مثالهای عملی آشنا شده و دستور العمل ها و روشهای مقابله با این شرایط را یاد بگیرند.

## بازرس رشته حفاری.

همانگونه که قبلاً اشاره شد بازرسی لوله ها در کاهش ضایعات وارده به رشته حفاری از اهمیت بسیار بالایی



برخوردار است. زمان و نحوه بازرسی دستور العمل های بکار گرفته شده از اهمیت بالایی برخوردار است.

### تهیه فرم ثبت اطلاعات ضایعات وارده به رشته.

برای ثبت کلیه اطلاعات یک ضایعه واقع شده حین حفاری چاه لازم است، فرمی مشابه فرم های استاندارد موجود تهیه و در سطح دستگاه های حفاری توزیع شود، پر کردن و امضا، فرم ثبت اطلاعات در زمان بروز ضایعه باعث شده تا امکان بررسی مشکل توسط کارشناسان ایجاد شده و از طریق علت یابی و با ارایه راهکارهای عملی از تکرار آن جلوگیری به عمل آید.

### طراحی

در زمینه طراحی پیشنهادات و توصیه های زیادی را می توان ارائه نمود که در این قسمت به صورت خلاصه ارائه می گردد.

### الف- راه اندازی یک گروه عملیاتی

وظایف این گروه شامل تعیین، اندازه گیری و تفسیر ارتعاشات رشته حفاری می باشد. همچنین طراحی دینامیکی رشته، تعویض رشته ها و کالبد شکافی ضایعات ناشی از شکست آنها در دستور کار این گروه می باشد. علاوه بر این تدوین دستورالعمل های لازم جهت پیشگیری از بروز شکست از دیگر وظایف این گروه می باشد.

### ب - طراحی دینامیکی رشته حفاری.

همانگونه که قبلاً نیز اشاره شد، رشته حفاری تحت تأثیر نیروهای دینامیکی بسیار پیچیده ای قرار دارد، متأسفانه در حال حاضر در طراحی رشته حفاری پارامترهای دینامیکی لحاظ نمی شوند. به همین دلیل بیش از ۹۰٪ از لوله های حفاری که دچار ضایعات می شوند بدلیل نیروهای دینامیکی است.



### ج- تغییر در آرایش BHA به کار رفته

نکته جالبی که در بررسی ها و مصاحبه های انجام یافته مشخص گردید، عدم استفاده از BHA های متنوع در حفاری مناطق نفتخیز می باشد. تقریباً در همه حفاری های انجام شده حفره  $17 \frac{1}{2}$  با آرایش 3x6x3 شروع شده است. این آرایش در گزارشات اوایل دهه ۶۰ میلادی (که دینامیک حفاری شناخته شده نبود) تا به امروز مورد استفاده قرار گرفته است. در صورتی نیز که تغییری در این آرایش صورت پذیرفته عمدتاً به دلیل کمبود لوله های وزنه و نه طراحی بوده است.

### د- تعداد و نحوه چیدمان پایدارکننده ها

استفاده از پایدارکننده ها نقش مهمی در کاهش ارتعاشات حفاری بر عهده دارد. تعداد و محل استقرار پایدارکننده ها در طراحی تعیین می گردد. با تغییر محل آنها می توان بر روی فرکانس های بحرانی ارتعاشات رشته تأثیر مستقیم برجای گذاشت. در ایران تمایل زیادی به استفاده از تنها یک پایدارکننده به چشم می خورد. در سالهای اخیر نیز استفاده از سه پایدارکننده در حفاری Packed hole بیشتر شده است. در حفاری منطقه لیستر غالباً از یک پایدارکننده در فاصله ۲۰ و یا ۳۰ متری از مته استفاده شده بود. علاوه بر این میزان بودن (Gage) قطر آنها با حفره نیز تأثیر بسزایی در ارتعاشات رشته بر جای می گذارد.

### ه- کاهش آرام قطر رشته

چنانچه در تحلیل مکانیکی نشان داده شد، میزان ممان های خمشی تغییرات زیادی را در طول رشته دارد. مقادیر زیاد این ممان ها باعث افزایش خمش در رشته و بالا رفتن تنش خمشی آن می شود. در اینصورت علاوه بر برخورد رشته با دیواره، تنشهای خمشی متناوب نیز زیاد شده و خستگی رشته را سرعت می بخشد. حال در صورتیکه کاهش قطر در مسافتهای طولانی تری صورت پذیرد، تمرکز تنش ناشی از کاهش قطر و سطح مقطع اثر کمتری را بر سطح تنش در لوله ها بر جای خواهد گذاشت. لذا توصیه می گردد که تا حد امکان کاهش در قطر لوله های به کار رفته در مسیرهای طولانی تری صورت پذیرد.

### و - استفاده از لوله های حفاری سنگین Heavy Weight Drill Pipe



همانگونه که در پاراگراف بالا گفته شد هرچه تغییرات مقطع فولاد در طول رشته حفاری با سرعت کمتری صورت پذیرد، شدت تغییرات ممان خمشی که عامل اصلی ترکهای عرضی است، کمتر می شود، یکی از بخشهایی که این تغییرات در آن بسیار شدید است، محل اتصال لوله های وزنه به لوله های حفاری است، برای کاهش شدت این تغییرات پیشنهاد می شود در نواحی که شرایط حفاری سخت است از چند شاخه Heavy Weight Drill Pipe استفاده شود.

### ز- دوری از فرکانس های بحرانی

در طول تحلیل های مکانیکی انجام شده، تأکید زیادی بر محاسبه فرکانس های تشدید در انواع مختلف ارتعاشات رشته شد. این فرکانس ها که در ذات هر سیستم مکانیکی وجود دارند، چنانچه تحت تحریک واقع شوند باعث جذب انرژی حاصل از میز دوار شده و ضایعات زیادی را به دنبال دارند. از این رو با شناسایی این دوره های بحرانی و فاصله گرفتن از آنها علاوه بر افزایش راندمان، عمر مته و رشته نیز افزایش می یابد. این دوره های بحرانی معمولاً بین یک الی ده هرتز بوده و در محدوده تحریک توسط اجزای مختلفی از جمله مته، رشته، موتور درون چاهی، پمپ گل و ... قرار می گیرند. سعی بر آن است که رشته در دوری پایین تر از کمترین فرکانس بحرانی قرار گیرد.

### ح- تنظیم وزن روی مته و دور میز دوار

در راستای دوری جستن از فرکانس های بحرانی و کاهش انواع مختلف ارتعاشات رشته حفاری، دو پارامتر عمده عبارتند از وزن روی مته و دور میز دوار. با تنظیم این دو پارامتر می توان ارتعاشات ناخواسته را از بین برده و بیشترین انرژی را صرف نفوذ در سازند نمود.

### ط- استفاده از موتورهای درون چاهی

یکی از راه های مقابله با ارتعاشات رشته حفاری استفاده از موتورهای درون چاهی می باشد. استفاده از این موتورها علاوه بر ازدیاد گشتاور اعمالی بر مته، موجبات افزایش عمر رشته را فراهم می آورد. نکته ای که می بایست به دقت مورد توجه قرار گیرد آن است که این موتورها نیز به دلیل ماهیت دینامیکی خود، می توانند منابع مهمی برای تشدید رشته باشند.





### ی- استفاده از مته ضد لنگ

استفاده از مته های ضد لنگ از اوایل ده ۹۰ میلادی در جهان آغاز شده است. پروفیل این مته ها به گونه ای است که باعث ایجاد نیرویی در جهت مخالف نیروی عدم تعادل (لنگ) شده و از این رو آن را خنثی می کند. در ایران نیز تعدادی از این مته ها خریداری و مورد استفاده قرار گرفته است. لذا استفاده از آنها در مناطقی مانند لیستر به تعادل مته و رشته کمک نموده و از میزان نیروهای محرک می کاهد.



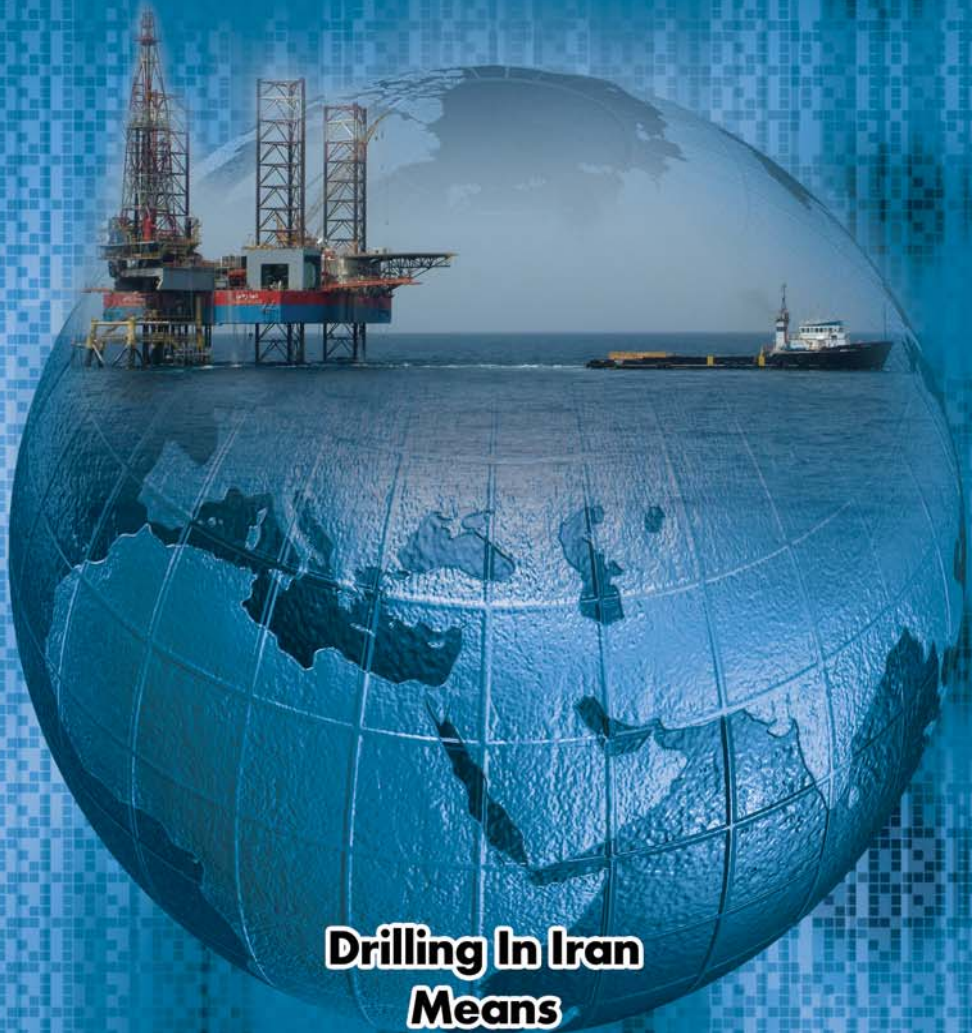
## ۷- منابع

- ۱ - پروژه تحقیقاتی بررسی سوراخ شدگی رشته حفاری در میادین بی بی حکیمه و گچساران (لیشتر شمالی). مجری: دکتر شاپور مرادی از دانشگاه شهید چمران اهواز. کار فرما: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب. ناظر: مهندس حمید رضا مردان دزفولی از شرکت ملی حفاری. سال اجرا ۱۳۸۵.

## REFERENCES

1. NACE Standard MR0175, Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment (January 2001).
2. NACE Standard TM0177, Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H<sub>2</sub>S Environments (January 1996).
3. Industry Recommended Practices – IRP 1 Critical Sour Drilling, 1.8 Drill String Design and Metallurgy (April 2001).
4. Industry Recommended Practices – IRP 6 Critical Sour Underbalanced Drilling, 6.3 Drill String Design (August 1999).
5. OMSCO offers other “specialty” hardbanding applications upon request such as ARN-CO 200XT, or ARMACOR-M.
6. T.H Hill Associates, Inc. Engineering and quality Management Services for the oil and Gas Industry.
7. V. Ulmanu , G. Lazarescu and I.popa , “Research regarding the die-marks influence on pipe fatigue life “ , 8th international conference Targu Jiu , May 24 -28 , 2002.
8. R.I. Leine, D.H. Vancampen and W.J.G. keultjes , “ Stick – Slip Whirl interaction in Drill String Dynamics. “ , Journal of vibration and Acoustics, ASME, April 2002 , Vol. 124 / 209.
9. North Sea Drill String Inspection Standard, NS-2, Issued November 1999 REV. 0, O.C.T.G. Procter consultancy Limited.
10. R.Brett Chandler and M.j. jellison “ ADVANCE DRILL STRING METALLURGY PROVIDES ENABLING TECHNOLOGY FOR CRITICAL SOUR DRILLING.” 1450 Lake Robbins Dr., Suite 500 The Woodlands, TX 77380 United States of America Grant Prideco.





# **Drilling In Iran Means Worldwide Drilling Capability**



امور پژوهش و توسعه  
شرکت ملی حفاری ایران