# مروری بر خستگی رشته حفاری، تعیین برنامه بازرسی و شناسایی ناتوانی خستگی

غلامرضا شهروزی، هادی نوری‌زادگان*، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران


## چکیده

خستگی به‌عنوان دلیل اصلی ناتوانی اجزا رشته حفاری شمرده می‌شود. ناتوانی خستگی یکی از مشکلات پرهزینه در عملیات حفاری چاه‌های نفت و گاز است که ممکن است علاوه‌بر اینکه باعث ایجاد وقفه‌های طولانی عملیات حفاری گردد، منجر به افزایش هزینه‌ی مانده‌یابی و حتی در برخی موارد از دست‌رفتن چاه شود. ناشناخته بودن برخی از پارامترهای موثر بر خستگی مانند کیفیت متریال و ساخت قطعات، فرکانس بارگذاری و شرایط عملیات موجب پیچیدگی موضوع خستگی و تخمین نادرست عمر کارکرد قطعات می‌گردد. در بخش اول این مقاله پارامترهای موثر بر خستگی اجزا رشته حفاری بررسی می‌گردد. در بخش دوم، تعیین برنامه بازرسی دوره‌ای رشته حفاری توضیح داده شده است. در این بخش استفاده از روش‌های سنتی مانند ساعت کارکرد یا متراژ حفاری با معیار آسیب خستگی تجمعی جهت تعیین فواصل بازرسی دوره‌ای مقایسه گردیده است. نشان‌داده می‌شود تقریب عمر خستگی با روش‌های تنش-عمر، کرنش-عمر و مکانیک شکست جهت تعیین آسیب خستگی قابل انجام است. همچنین مشخص می‌شود استفاده از معیار آسیب خستگی تجمعی که در استاندارد API ارائه گردیده در برخی موارد مانند محیط‌های غیرخورنده و تنش‌های پایین، غیرمحافظه‌کارانه و در محیط‌های خورنده و تنش بالا محافظه‌کارانه است که دلیل آن، روش محاسبه عمر خستگیِ به‌کار گرفته شده و فرضیات اولیه بوده است در حالی که استفاده از روش مکانیک شکست بر مبنای شروع و گسترش ترک، یک راه‌حل عملی برای تعیین فواصل بازرسی و جلوگیری از ناتوانی خستگی را نتیجه می‌دهد. همچنین، در بخش سوم به روش‌های شناسایی ناتوانی خستگی پرداخته شده و اقدامات اصلاحی به‌منظور کاهش این آسیب توضیح داده می‌شود.



## اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۳/۲۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۰۳/۲۷

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۵/۱۱

**واژگان کلیدی:**

خستگی، رشته حفاری، بازرسی دوره‌ای، آسیب خستگی تجمعی.


## مقدمه

اجزا رشته حفاری به شکل‌های مختلف دچار ناتوانی می‌شوند. نیروی کشش و پیچش بیش از اندازه، بارگذاری ترکیبی، خستگی/خستگی خوردگی و عوامل محیطی مانند ترک‌خوردگیِ تنشی و سولفیدی از شایع‌ترین ناتوانی‌های اجزا رشته حفاری است. در این میان، شکست ناشی از پدیده خستگی و خستگی خوردگی، عمده‌ترین علت خرابی و ناتوانی اجزا رشته حفاری و یکی از مشکلات پرهزینه در عملیات حفاری چاه‌های نفت و گاز است. عموماً در طراحی رشته حفاری، طراح به‌ندرت به ویژگی‌های خاص یک قطعه می‌پردازد. طراح سعی خواهد کرد اجزا رشته حفاری را به‌صورتی انتخاب کند که تعداد زیادی از نیازها مانند تحمل بار، هیدرولیک حفاری، تمیزسازی حفره، سرعت حفاری، جهت‌دهی مسیر حفاری و شاید مهمترین وظیفه یعنی پایداری ساختاری رشته حفاری را تعمیم دهد. در بحث پایداری ساختاری، طراح با دو مقوله مواجه است. اول، جلوگیری از ناتوانی در اثر بار بیش از اندازه و دوم، جلوگیری از ناتوانی خستگی. مقاومت در برابر ناتوانی در اثر بار بیش از اندازه، تمرکز اصلی استانداردها و مشخصات فنی اجزا رشته حفاری می‌باشد[۱] در حالی‌که در بحث مقاومت به‌خستگی پارامترهایی مانند چقرمگی شکست و کیفیت ساخت مطرح است که معمولاً توسط شرکت‌های سازنده تجهیزات رشته حفاری ارزیابی نشده و از الزامات استاندارد نیز نمی‌باشد. خستگی به‌دلیل ایجاد تنش‌های نوسانی در هنگام حفاری دورانی رخ می‌دهد. هنگامی که رشته حفاری به چرخش در می‌آید بخش‌هایی از رشته که انحنا پیدا کرده است تنش نوسانی را به ازای هر دور چرخش رشته تجربه می‌کند. اندازه هر تنش نوسانی به‌طور مستقیم با مقدار انحنای آن بخش رشته ارتباط دارد. انحنای رشته حفاری اغلب به دلیل یکی از سه مورد زیر است:

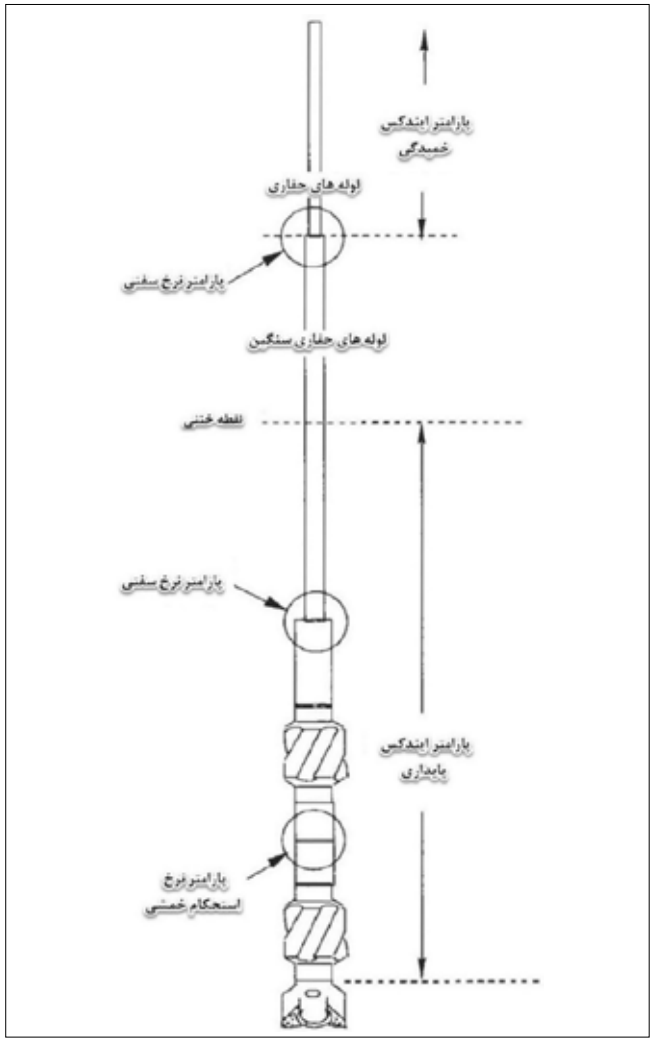
۱- انحنای حفره ۲- پدیده کمانش ۳- پدیده ارتعاش

بخشی از رشته حفاری به دلیل انحنای حفره، وجود لبه‌های تیز و یا بی‌قاعدگی‌های شکل حفره دچار انحنا می‌شود. هرچه شدت این انحنا بیشتر باشد، آسیب‌های خستگی در آن بخشِ رشته حفاری

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (noorizadegan_hadi@yahoo.com)




شکل ۱ | پارامترهای موثر در طراحی خستگی و عدم قطعیت‌های آن




شکل ۲ | موقعیت چهار پارامتر قابل اعمال به رشته حفاری بمنظور کاهش اثرات خستگی در حفاری دورانی [۴] موقعیت چهار پارامتر قابل اعمال به رشته حفاری بمنظور کاهش اثرات خستگی در حفاری دورانی [۴]

بیشتر است.

اعمـال وزن روی مته بیشـتر از مقداری که رشـته حفاری تحت آن پایدار اسـت باعث کمانش می‌شود. کمانش اغلب انتهای رشته حفاری ایجاد می‌شود اما ممکن است بنا بر شرایط در هر موقعیتی به‌صورت موضعی ایجاد شود.

ارتعـاش نیز می‌تواند بـا ایجاد جابه‌جایی‌های مکـرر و چرخه‌های تنش مرتبط با آن باعث ایجاد خستگی گردد. عموماً خستگی ناشی از ارتعاش در نزدیک مته حفاری رخ می‌دهد.

به‌طـور کلـی امکان ندارد که حفـاری دورانی بـدون ایجاد برخی آسیب‌های خسـتگی ایجاد گردد. به هرحال این امکان وجود دارد تا به‌گونه‌ای رشـته حفـاری طراحی گردد تا حداقل آسـیب‌های خسـتگی ایجاد گردد. از آن جمله می‌توان به بهینه‌سازی انحنای حفـره، حداقل نمودن اثرات تنش مانند کاهش نقاط ناپیوسـتگی و تمرکـز تنش، حداقل‌نمودن و یا حذف ایجاد کمانش در رشـته حفاری، بهینه‌سـازی اتصالات اجزا ساق حفاری و کاهش خوردگی سیال حفاری اشاره نمود.

عمر خسـتگی قطعات را می‌توان به سـه فاز تقسـیم کرد: شروع ترک، سـپس گسترش ترک و در نهایت، شکست ناگهانی [۲]. فاز اول شـامل پیدایش یک یا تعدادی ترک در مقیاس میکروسکوپی اسـت. شـروع ترک می‌تواند از نقاط تمرکز تنـش مانند خوردگی حفـره‌ای نواحی Slip cut، مارکینگ و نشـانه‌گذاری، نواحی تغییر سـطح مقطع، اتصـالات و ناپیوسـتگی‌های موجـود در متریال از جملـه ناخالصی‌ها و ناهمگنی‌ها آغاز شـود. این فـاز تا زمانی که رشـد ترک مسـتقل از هندسه و ویژگی‌های سـطحی قطعه باشد ادامه می‌یابد. فاز بعدی شـامل تبدیل ترک‌های میکروسـکوپی به مقیاس ماکروسـکوپی بوده و درصورتی که توسط بازرسی دوره‌ای شناسـایی نشود و اندازه ترک به مقدار بحرانی خود برسد، تا زمان ناتوانی قطعه شـامل نشتی، شکست ترد و یا تغییر شکل پلاستیک قطعه ادامه می‌یابد. فاز سـوم در طی سـیکل نهایی تنش هنگامی که باقیمانده قطعه دیگر قادر به تحمل بار نیسـت، رخ می‌دهد که منجر به یک شکست ناگهانی و سریع می‌گردد.

طراح رشته حفاری در موضوع خستگی با طیف وسیعی از اطلاعات ناشناخته روبه‌روست. در شـکل-۱ پارامترهای ورودی در طراحی خسـتگی شامل نیروها، متریال، شـرایط محیطی، ساخت قطعه و عدم‌قطعیت‌های مربوط به هر دسته نشان داده شده است[۳].

موضـوع دیگر که لازم اسـت مورد توجه قرار گیرد این اسـت که آسیب خستگی از نوع تجمعی است؛ یعنی در هر مرحله‌ی عملیات

حفاری از حفره‌ای به حفره دیگر و به‌ازای هر بارگذاری نوسانی در قطعه تجمع پیدا می‌کند. به هرحال، به جهت اقتصادی شناسایی ترک خستگی با استفاده از روش‌های بازرسی دوره‌ای مادامی که اندازه ترک به مقدار بحرانی خود نرسد، مقرون‌به‌صرفه نمی‌باشد. بنابراین، هنگامی‌که طراح رشته حفاری قصد استفاده از قطعه‌ای در رشته را دارد، سوابق کارکرد آن به لحاظ تجمع آسیب‌های خستگیِ ایجاد شده در آن را در نظر گیرد.

با توجه به موارد فوق و عدم‌قطعیت‌هایی که در موضوع خستگی وجود دارد، مشخص است که اطمینان از طراحی مقاوم در برابر ناتوانی خستگی تقریباً غیرممکن است. به هرحال می‌توان براساس شیوه طراحی مقایسه‌ای به بهترین طراحی دست پیدا کرد. برهمین اساس عموماً چهار پارامتر در طراحی رشته حفاری از دیدگاه خستگی مطرح می‌شود که عبارتند از ۱- نرخ سفتی[1] (SR) ۲- نرخ استحکام خمشی[2] (BSR) ۳- شاخص خمیدگی[3] (CI) ۴- شاخص پایداری[4] (SI). البته اخیراً پارامتر دیگری با عنوان شاخص خستگی اتصال[5] (CFI) مطرح و در بسیاری موارد آن را جایگزین پارامتر نرخ استحکام خمشی توصیه شده است[۴]. هر کدام از پارامترهای فوق به تجهیز خاص تحت شرایط مشخص اعمال می‌شود و به‌گونه‌ای نیست که هر پارامتر به هر مولفه رشته حفاری قابل اعمال باشد. در شکل-۲ موقعیت اعمال پارامترهای مذکور به مولفه‌های رشته حفاری نشان داده شده است.

ذکر این نکته حائز اهمیت است که صرف‌نظر از پدیده‌هایی همچون سایبدگیِ اجزا رشته حفاری و اضافه بار، تعیین برنامه بازرسی براساس موضوع خستگی با استفاده از پارامترهای شاخص خمیدگی و شاخص پایداری به‌صورت دقیق قابل انجام است که در بخش دوم مقاله توضیح داده خواهد شد. در ادامه، به توضیح پارامترهای فوق و نحوه استفاده از آن پرداخته می‌شود.

## ۱- پارامترهای خستگی در طراحی رشته حفاری

### ۱-۱- نرخ سفتی (SR)

پارامتر SR به تغییر سطح مقطع در اجزا ساق حفاری و همچنین، تغییر سطح مقطع از ساق حفاری به لوله‌های حفاری اعمال می‌شود. این پارامتر از نسبت مدول سطح مقطع بخش سفت‌تر به مدول سطح مقطع بخش نرم‌تر محاسبه می‌شود. مدول سطح مقطع با رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$Z=\frac{\pi}{32}\left[\frac{D^4-d^4}{D}\right] \qquad (۱)$$

که Z= مدول سطح مقطع ($in^3$)، D= قطر خارجی(in)، d= قطر داخلی (in) است.

به‌عنوان مثال در صورتی‌که از لوله‌های وزنی Drill Collars9-1/2 inch×2-13/19 inch به‌همراه لوله‌های حفاری سنگین HWDP 5 inch x 3 inch استفاده شود، نرخ سفتی به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\frac{Z_{collar}}{Z_{HWDP}}=\frac{\left[\frac{9.5^4-2.8125^4}{9.5}\right]}{\left[\frac{5^4-3^4}{5}\right]}=7.82$$

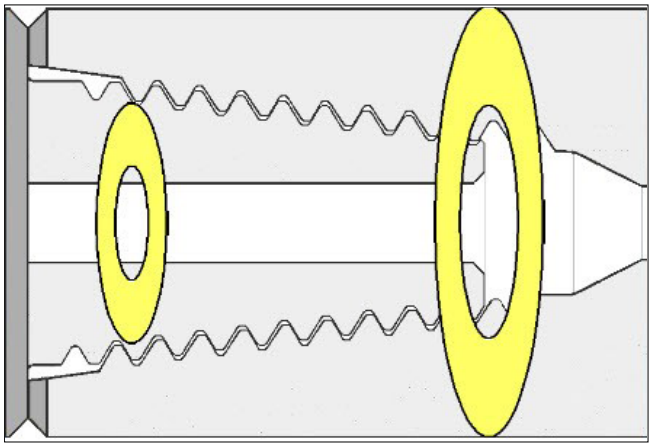
### ۱-۲- نرخ استحکام خمشی (BSR)

پارامتر BSR فقط به اتصالات لوله‌های وزنی و اجزایی مانند موتور و استبلایزر که سفتی اتصال و بدنه آن مشابه یکدیگر است، اعمال می‌شود. این پارامتر از نسبت مدول سطح مقطع باکس(سفتی باکس) به مدول سطح مقطع پین(سفتی پین) محاسبه می‌شود. در شکل-۳ مقاطع مذکور در اتصال با رنگ زرد نشان داده شده است. رابطه-۲ نحوه محاسبه پارامتر BSR را ارائه می‌دهد:

$$BSR=\frac{Z_{BOX}}{Z_{Pin}}=\frac{\left[\frac{D^4-d^4}{D}\right]}{\left[\frac{R^4-d^4}{R}\right]} \qquad (۲)$$

که BSR= نرخ استحکام خمشی، $Z_{Box}$= مدول سطح مقطع باکس ($in^3$)، $Z_{Pin}$ = مدول سطح مقطع پین($in^3$)، D = قطر خارجی باکس (in)، d= قطر داخلی پین (in)، R = قطر ریشه آخرین رزوه درگیر باکس (in)، R = قطر ریشه آخرین رزوه درگیر پین (in) می‌باشد.

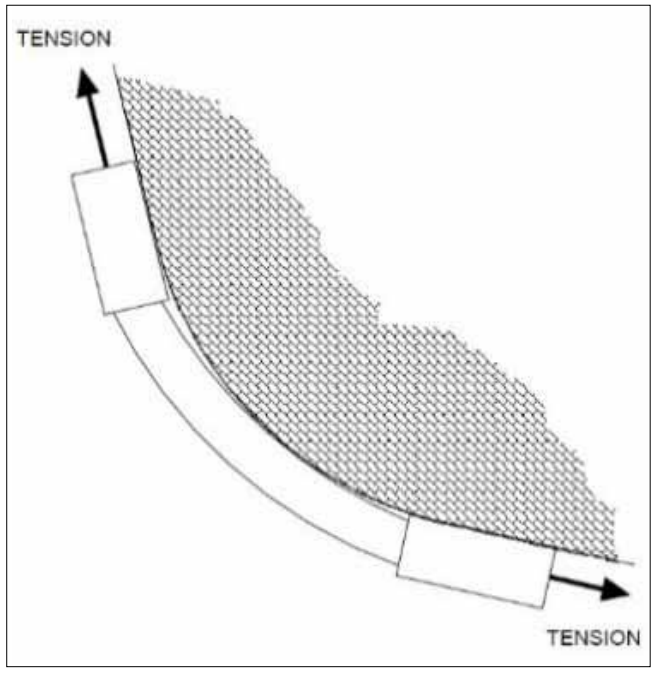
در محاسبه پارامتر BSR نیاز به محاسبه قطر ریشه آخرین رزوه درگیر(سطح مقطع بحرانی اتصال) می‌باشد. سطح مقطع بحرانی برای پین در فاصله 0.75" از ناحیه نشتنبد و برای باکس در انتهای رزوه پین اندازه‌گیری می‌شود. به‌هرحال جهت سهولت، پارامتر



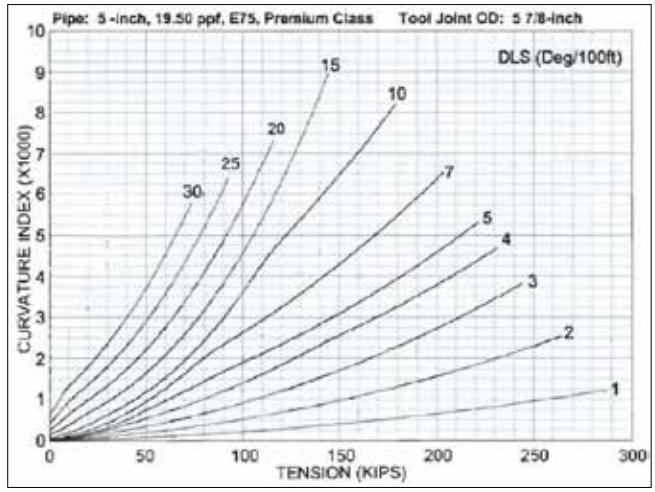
شکل ۳| مقاطعی که در محاسبه پارامتر BSR استفاده می‌شود [۵]

BSR عمدتاً در هندبوک‌ها محاسبه شده است.

مقدار رایج BSR برابر با ۲/۵ بوده است که در این صورت به اتصال مذکور، بالانس گفته می‌شـود. به‌صورت تئوری مقدار بالای پارامتر BSR باعث تسـریع در خستگی پین شـده و بالعکس مقدار پایین آن، خسـتگی باکـس را نتیجه می‌دهد(شـکل-۴). به‌همین دلیل اتصال بالانس باید به‌صورتی انتخاب شود که حداکثر عمر خستگی را به‌دنبال داشـته باشـد و به‌عبارتی، احتمال ناتوانی پین و باکس یکسان به‌دست بیاید.




شکل ۴ | قرارگرفتن لوله حفاری در حفره انحرافی




شکل ۵ | مقـدار پارامتـر CI برای لوله حفاری 5 inch, 19.5 ppf, E-75, Premium Class با قطر خارجی اتصال 6-3/23 in

به‌هر حال تجارب میدانی نشـان داده است که برای لوله‌های وزنی بـا قطر بالاتر از ۸ اینچ، حتی با BSR برابر با ۲/۵ عمدتاً خسـتگی در عضو باکس اتفاق می‌افتد که نشان‌دهنده این است که باید این پارامتر برای این اندازه از لوله‌های وزنی عدد بالاتری انتخاب شود.

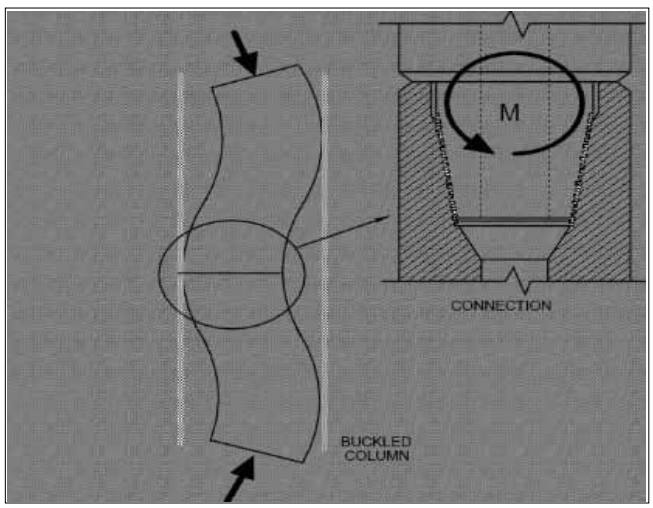
### ۱-۳- شاخص خمیدگی (CI)

عمر خستگی لوله‌های حفاری در حفره انحرافی که تحت تنش‌های نوسانی ناشی از خمیدگی و کشش قرار دارند، (شکل-۴) با پارامتر شـاخص خمیدگی مشخص می‌شـود. در محاسـبه‌ی این پارامتر مقدار انحنای حفره، اندازه، وزن، گرید و کلاس لوله حفاری، اندازه ترک احتمالی و اندازه نیروی کشش در نظر گرفته می‌شود.

روش محاسـبه این پارامتر، با استفاده از مدل‌های محاسباتی عمر خستگی است. به این صورت که مقدار تنش خمشی و تنش کشش بر روی سطح خارجی لوله حفاری که در حفره انحرافی قرار گرفته اسـت، محاسبه شـده و سپس، با اسـتفاده از مدل محاسبات عمر خسـتگی، عمر خستگی برحسب دور محاسـبه می‌شود. به‌منظور ساده‌سـازی تعداد دور باقی‌مانده و جهت امکان مقایسـه طراحی رشته‌های مختلف، از رابطه زیر، پارامتر CI تعریف می‌شود.

$$CI=\frac{5\times10^{8}}{\text{number of cycle to failure}} \qquad (۳)$$

در شـکل-۵ نمونـه‌ای از پارامتـر CI بـرای لولـه حفـاری 5 inch, 19.5 ppf, E-75, Premium Class با قطر خارجی اتصال در 5-7/8 in انحناهای مختلف بر حسـب نیروی محوری کشش نشان داده شده است.




شکل ۶ | کمانش ساق حفاری و اعمال گشتاور خمشی به اتصال

### ۱-۴- شاخص پایداری (SI)

عمر خستگی اتصالات اجزا ساق حفاری که دچار کمانش شده است(شکل-۶)، با پارامتر شاخص پایداری مشخص می‌شود. در تعیین این پارامتر اندازه حفره، اندازه ساق حفاری و نوع اتصال در نظر گرفته شده است.

روش محاسبه این پارامتر مشابه پارامتر CI با استفاده از مدل‌های محاسباتی عمر خستگی است. تفاوت پارامتر شاخص پایداری و شاخص خمیدگی به‌صورت زیر است:

۱- شاخص پایداری فقط مربوطه به اجزا دچار کمانش شده ساق حفاری است که در تماس با دیواره چاه قرار می‌گیرند. ناتوانی خستگی با استفاده از پارامتر شاخص پایداری در سطح مقطع بحرانی اتصال اجزا ساق حفاری محاسبه می‌شود.

۲- شاخص خمیدگی فقط به لوله‌های حفاری که تحت خمیدگی و کشش محوری قرار می‌گیرند، اطلاق می‌شود. ناتوانی خستگی با استفاده از پارامتر شاخص خمیدگی در سطح خارجی بدنه لوله حفاری محاسبه می‌شود.

از رابطه زیر پارامتر SI محاسبه می‌گردد:

$$SI=\frac{5\times10^{8}}{\text{number of cycle to failure}} \qquad (۴)$$

در شکل-۷ نمونه‌ای از پارامتر SI محاسبه‌شده برای تعدادی از لوله‌های وزنی برحسب اندازه حفره نشان داده شده است.

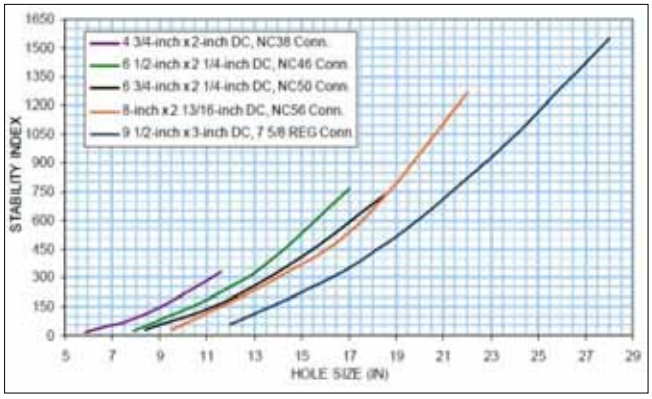
### ۱-۵- مقادیر مجاز پارامترهای موثر بر استحکام خستگی

پس از مشخص‌شدن پارامترهای موثر در طراحی اجزا رشته حفاری باید محدوده مجاز آن‌ها مشخص گردد. براساس استاندارد DS-۱ پارامترهای عنوان‌شده در بالا در سه گروه طراحی دسته‌بندی می‌شوند. انتخاب دسته‌بندی براساس شرایط و نیروهای اعمال‌شده در عملیات حفاری صورت می‌پذیرد و از آن در تعیین برنامه بازرسی استفاده می‌شود که به‌طور کامل در بخش دوم مقاله به توضیح آن می‌پردازیم. در جدول-۱ محدوده مجاز چهار پارامتر اصلی موثر بر خستگی ارائه شده است[۴].

### ۱-۶- مواردی تکمیلی

#### ۱-۶-۱- شاخص خستگی اتصال (CFI)

شاخص خستگی اتصال پارامتر جدید در طراحی رشته حفاری از دیدگاه خستگی می‌باشد که جهت مقایسه و انتخاب بهترین اتصال از دیدگاه خستگی بسیار موثر است. سابقاً استفاده از پارامتر BSR مرسوم بوده است. استفاده از BSR به دلایلی محدود می‌باشد. به‌عنوان مثال دو اتصال متفاوت به لحاظ نوع و اندازه ممکن است دارای مقدار BSR یکسانی باشند در حالی که عمر خستگی آن‌ها به شکل قابل‌توجهی تفاوت داشته باشد. درصورتی که پارامتر CFI ابزار جدیدی است که هندسه و فرم رزوه‌ها، متریال، گشتاور بستن،




شکل ۷ | پارامتر SI محاسبه شده برای تعدادی از لوله‌های وزنی

جدول ۱ | مقادیر مجاز پارامترهای موثر برخستگی

| پارامتر | | گروه‌های طراحی | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 |
| نرخ سفتی (SR) | | <5.5 | <5.5 | <3.5 |
| نرخ استحکام خمشی (BSR) | OD<6 | 1.8-2.5 | | |
| | 6<OD<7-7/8 | 2.75-2.75 | | |
| | OD>8 | 2.5 -3.2 | | |
| شاخص خمیدگی (CI) | | 6,000 | 10,000 | 20,000 |
| شاخص پایداری (SI) | | 200 | 600 | 1,000 |

جدول ۲ | ورودی‌های مورد استفاده در محاسبه دو پارامتر BSR و CFI و تأثیر آن بر عمر خستگی پین و باکس

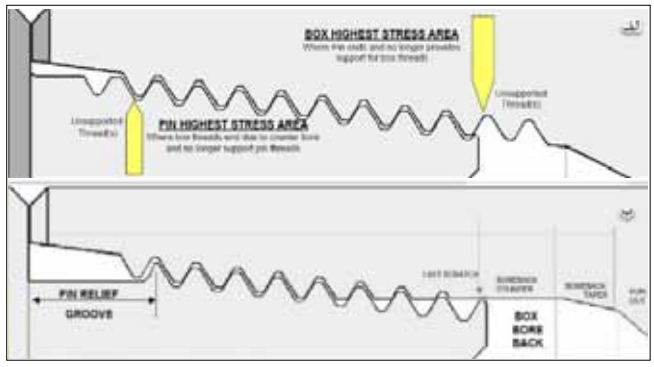
| پارامتر های اتصال | BSR | CFI | تاثیر پارامتر ها روی خستگی | |
|---|---|---|---|---|
| | | | پین | باکس |
| شعاع ریشه رزوه | | x | x | x |
| گشتاور بستن | | x | | x |
| زاویه اتصال | x | x | x | x |
| قطر داخلی پین | x | x | x | |
| قطر خارجی باکس | x | x | | x |
| رهایی تنش پین | | x | x | |
| رهایی تنش باکس | | x | | x |
| گشتاور خمشی/DLS | | x | x | x |
| ویژگی متریال | | x | x | x |
| خورندگی سیال حفاری | | * | | x |

* در روش استفاده جهت محاسبه CFI خورندگی سیال حفاری به‌عنوان ورودی می‌توان در نظر گرفت

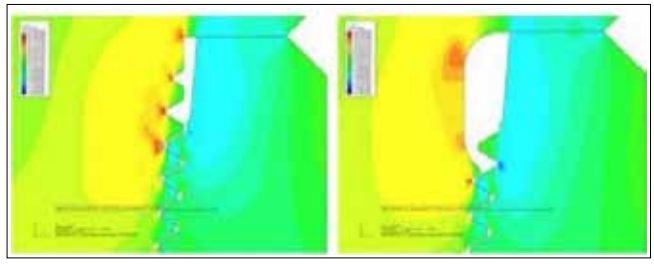
شـرایط بارگذاری و مشخصه‌هایی مانند رهایی تنش که همگی در عمر خسـتگی اتصـال تأثیرگذار می‌باشـد، را در نظر می‌گیرد. در تعییـن پارامتر CFI با اسـتفاده از آنالیز اِلمان محدود (FEA) ابتدا اندازه تنش و کرنش محاسبه‌شـده و سـپس، با اسـتفاده از مدل خستگی زمان ایجاد ترک و گسترش آن به‌دست می‌آید.
به‌منظـور مقایسـه، در جـدول-۲ ورودی‌های مورد اسـتفاده در محاسـبه دو پارامتر BSR و CFI و تأثیر آن بر عمر خستگی پین و باکس نشان داده شده است[۷].

### ۱-۶-۲- ویژگی رهایی تنش (Stress Relief Feature)

لوله‌هـای حفاری در برابر نیروهای خمشـی به‌راحتـی انحنا پیدا می‌کنند و شکل حفره را به خود می‌گیرند. به‌همین دلیل، اتصالات لوله‌های حفاری نسـبت به بدنه کمتر در معرض تنش‌های خمشی قرار می‌گیرند. لوله‌های وزنی و اجزا ساق حفاری نسبت به لوله‌های حفاری بسـیار سفت‌تر هسـتند و به همین دلیل بیشترِ تنش‌های خمشی همانطور که در شکل-۶ نشان داده شده است، به اتصال و به رزوه‌های انتهایی پین و باکس به‌اصطلاح سـطح بحرانی اتصال منتقل می‌شود[۸].
در شـکل-۸(الف) موقعیت سـطح بحرانی اتصال نشان داده شده




شکل ۸ | سطوح بحرانی در اتصال بدون ایجاد مشخصه رهایی تنش، شکل (الف). اتصال با مشخصه رهایی تنش، شکل(ب) [۵]



شکل ۹ | توزیع تنش در اتصال دارای مشخصه رهایی تنش (شکل سمت راست) نسبت به اتصال دارای طراحی معمولی (شکل سمت چپ)

است. از آنجایی‌که رزوه‌ها به‌عنوان محل ناپیوستگی هندسی باعث ایجاد تمرکز تنش می‌شوند، لذا این نقاط، مستعد برای شروع ترک خسـتگی خواهند بود. ویژگی رهایی تنش در واقع اصلاحاتی روی اتصال به‌منظور افزایش اسـتحکام خسـتگی است؛ بدین‌صورت که رزوه‌های انتهایی پین و باکس که با یکدیگر درگیر نیسـتند، حذف می‌شوند و به عبارتی، نقاط ناپیوستگی و تنش بالا به سطوح هموار و یکنواخت تبدیل می‌گردند.
در شـکل-۸ (ب) ویژگـی رهایی تنش نشـان داده شـده اسـت. لازم به ذکر اسـت مشـخصه رهایی تنش در باکس به‌غیر از شکل Boreback به‌شـکل شیاردار (مشـابه پین) هم می‌تواند باشد که این طراحی کمتر مرسوم است[۹].

در شـکل-۹ توزیع تنش در اتصال انـدازه REG "۶-۵/۸ دارای مشـخصه رهایی تنش نسـبت به طراحی معمولی نشان داده شده اسـت. نسبت تنش ایجاد شده در اتصال دارای رهایی تنش نسبت به طراحی معمولی با فرض یکسـان بودن قطـر داخلی و خارجی یکسان در حدود ۱۲ درصد کاهش یافته است.
مشـخصه رهایی تنش برای اتصالات اجزا سـاق حفاری و لوله‌های وزنـی در اندازه بزرگ‌تر مسـاوی NC-38 باید صـورت پذیرد. در اندازه‌های کوچک‌تر پین، به‌دلیل ضعیف‌شـدن آن در برابر گشتاور پیچشـی و نیروهای کشـش ضروری نمی‌باشـد. اگرچه مشخصه Boreback برای باکس در اندازه‌های کوچک محدودیت ندارد [۸].

### ۱-۶-۳- سخت کاری رزوه‌ها

سـخت‌کاری سرد سـطوح رزوه باعث افزایش اسـتحکام خستگی رزوه‌ها با ایجاد تنش فشـردگی پسـماند روی سطح می‌شود. این عملیات برای رزوه لوله‌های وزنی و لوله‌های حفاری سنگین توصیه می‌شود.

### ۱-۶-۴- انتقال از لوله‌های حفاری به لوله‌های وزنی

بسـیاری از ناتوانی‌های خستگی در لوله‌های حفاری در لوله مجاور و بـالای لوله‌های وزنی اتفاق می‌افتد. دلیل این موضوع، تنش‌های خمشـی بالا در این مقطع رشته حفاری اسـت. این ناتوانی به‌ویژه در زمانی که زاویه چاه با عمق افزایش می‌یابد و حفاری در شرایط Rotating off Bottom قرار دارد، بسـیار آشـکار اسـت. نرخ کم تغییرات زاویه چاه در ترکیب با انحنای حفره باعث ایجاد گشـتاور خمشی بالا در اولین لوله مجاور لوله‌های وزنی می‌شود.

یک راه عملی برای کاهش ناتوانی خستگی در این ناحیه، استفاده از ۹ یا ۱۰ لوله حفاری سنگین و یا لوله وزنی با قطر کمتر می‌باشد. لوله‌های مورد استفاده در ناحیه انتقال باید نسبت به سایر اجزا تحت عملیات بازرسی و کنترل بیشتری قرار گیرند.

## ۲- برنامه بازرسی رشته حفاری

راه عملی به‌منظور جلوگیری از ناتوانی خستگی در رشته حفاری، انجام عملیات بازرسی دوره‌ای و آزمون‌های غیر مخرب جهت شناسایی لوله‌های آسیب‌دیده و کنارگذاشتن آن‌هاست. روش‌های بازرسی رشته حفاری که توسط شرکت‌های ثالث انجام می‌شود، متنوع بوده و به‌طور کلی شامل بازرسی‌های ظاهری، ابعادی و غیرمخرب برای مشخص‌کردن ترک‌های احتمالی و دسته‌بندی لوله‌های حفاری می‌باشد. تعیین روش‌های بازرسی باید توسط افرادی که آشنا به شرایط بارگذاری و عملیاتی چاه می‌باشند، صورت پذیرد تا بهترین برنامه مطابق با شرایط حفاری تدوین گردد. هر برنامه بازرسی شامل ۴ مولفه است: ۱-فهرست تجهیزات ۲- روش بازرسی ۳- معیارهای پذیرش ۴- فرکانس بازرسی.

### ۲-۱- فهرست تجهیزات

اولین الزام در برنامه بازرسی، مشخص نمودن تجهیزاتی است که نیاز به بازرسی دارند. لازم به ذکر است بازرسی تجهیزاتی مانند Jar و MDW/LWD و به‌طور کلی، تجهیزاتی که از دو یا چند قطعه مونتاژ می‌شود، نیاز به دستورالعمل و معیارهای پذیرش ارائه شده توسط سازنده آن‌ها دارد.

### ۲-۲- روش‌های بازرسی

همانطور که اشاره شد روش‌های بازرسی بسیار متنوع است و طراح براساس نیاز و شرایط عملیات می‌تواند روش خاصی را به‌منظور بازرسی انتخاب کند. به‌هرحال جهت سهولت در انتخاب روش‌های بازرسی در استانداردهای مرتبط از جمله API 7G-2 [۹]، DS-1 [۱۰] و NS-2 [۱۱] برنامه بازرسی تعریف می‌شود. هر برنامه بازرسی شامل چندین روش بازرسی می‌باشد.

#### ۲-۲-۱- برنامه بازرسی در استاندارد API 7G-2

برنامه بازرسی در استاندارد API براساس شرایط عملیات حفاری، ریسک‌های احتمالی، نیروها و مدت زمان کارکرد قطعات به ۴ سطح مطابق جدول-۳ تقسیم می‌شود.

برطبق برنامه بازرسی، روش‌های بازرسی مشخص می‌شود. به‌عنوان مثال روش‌های بازرسی بدنه لوله حفاری در جدول-۴ ارائه شده است.

جدول ۳| برنامه‌های بازرسی در استاندارد API 7G-2

| | | برنامه های بازرسی | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | استاندارد | متوسط | بحرانی | بسیار بحرانی |
| شرایط عملیات | خوردگی | کم (پایه نفت)، بالاتعادلی | متوسط (پایه آبی)، بالاتعادلی | خورنده (آب شور)، احتمال فوران | خورنده (آب شور)، احتمال فوران |
| | سایش | نرم، غیر ساینده | ساینده‌گی متوسط | سازند سخت و ساینده | سازند بسیار سخت، نمکی |
| | خستگی | ارتعاش کم، 2°/100ft<br><120 RPM | ارتعاش متوسط، 4°/100ft2-<br>120-150 RPM | ارتعاش زیاد، 4°/100ft<<br>>150 RPM | ارتعاش زیاد، 10°/100ft<<br>>180 RPM |
| | وزن گل | 90 pcf | 90-120- pcf | >120 pcf | >135 pcf |
| نیروها | کشش | <40% | 40-70% | >70% | >80% |
| | پیچش | <40% | 40-70% | >70% | >80% |
| | نیاز به جار | بدون نیاز | جار کم | جار متوسط | جار ضروری |
| ریسک پروژه | هزینه‌دکل | دکل خشکی | دکل Jackup | عمق زیاد آب | عمق زیاد آب |
| | محیطی | خارج از مسکونی | نزدیک مسکونی | پرخطر | پرخطر |
| | فرایند | غیر بحرانی | غیر بحرانی | بحرانی | بحرانی |
| ساعت کارکرد | | <100 h | 100-200h | >300h | >500h |

### ۲-۲-۲- برنامه بازرسی در استاندارد DS-1

مشابه اســتاندارد API برنامه بازرسی در استاندارد DS-1 شامل ۶ دسته می‌باشد:

دســته ۱: این دســته شــامل چاه‌های کم‌عمق یا چاه‌های بســیار عادی(روتین) در میدان‌های اکتشافی است که هزینه ناتوانی بسیار کم و هزینه بازرسی‌های بالا توجیه نشده می‌باشد.

دســته ۲: جهت حفــاری چاه‌های عادی بوده کــه هزینه ناتوانی و مانده‌یابی بسیار کم است.

دسته ۳: این دسته‌بندی برای شرایط متوسط حفاری طراحی شده است که برنامه بازرسی اســتاندارد توجیه‌پذیر است. در این دسته در صورت وقوع ناتوانی، هزینه مانده‌یابی یا از دســت دادن بخشی از حفره حداقل اســت. استفاده از پارامترهای موثر بر خستگی برابر با گروه طراحی ۲ (رجوع به بند ۱-۵) در این دسته قرار می‌گیرد.

دســته ۴: در صورتی که شرایط عملیات حفاری سخت‌تر از دسته ۳ باشــد در این دسته قرار می‌گیرد. در صورت وقوع ناتوانی، هزینه مانده‌یابی یا از دســت‌دادن بخشی از حفره در این دسته قابل‌توجه است.

دسته ۵: شرایط عملیات حفاری سخت مربوطه به این دسته است. در این دســته چندین پارامتر با یکدیگر ترکیب می‌شود تا باعث افزایش هزینه ناتوانی گردد. گروه طراحی ۳ جهت این دسته به‌کار می‌رود.

دســته Heavy Duty Landing String (HDLS): در صورتــی کــه حفاری در آب‌های عمیق باشــد و نیروهای کشش بالایی به رشته حفاری وارد شود (بیشتر از یک میلیون پوند و یا بالاتر از ۸۰ درصد ظرفیت استحکام کششی) این دسته استفاده می‌شود.

جدول ۴ | ورودی‌های مورد استفاده در محاسبه دو پارامتر BSR و CFI و تأثیر آن بر عمر خستگی پین و باکس

| روش های بازرسی | استاندارد | متوسط | بحرانی | بسیار بحرانی |
|---|---|---|---|---|
| بررسی ظاهری بدنه لوله | x | x | x | |
| کنترل قطر خارجی | x | x | x | |
| کنترل ضخامت | x | x | | |
| بازرسی به روش الکترومغناطیس | x | x | | |
| بازرسی به روش التراسونیک(ترک‌های عرضی و ضخامت‌سنجی) | x | x | | |
| بازرسی به روش التراسونیک (ترک‌های طولی، عرضی و ضخامت-سنجی) | | | x | |
| بازرسی به روش الکترومغناطیس محل‌های بحرانی | x | x | | |
| بازرسی به روش الکترومغناطیس محل‌های بحرانی- دوجهت | | | x | |
| کنترل تغییرات ضخامت | | x | x | |
| بازرسی به روش التراسونیک محل‌های بحرانی | | x | | |
| محاسبه حداقل سطح بحرانی | | | | x |
| مرور مستندات | | | | x |
| بازرسی به روش الکترومغناطیس ، نواحی حساس داخلی | | | | x |
| بازرسی به روش الکترومغناطیس، نواحی حساس داخلی‌دو جهت | | | | x |

### ۲-۳-۲- مقایسه برنامه بازرسی در استاندارد API 7G-2 و DS-1

به‌طور کلی همبســتگی دقیقی بین برنامه بازرســی دو اســتاندارد وجــود نــدارد. به‌هرحال با توجه بــه جزییات روش‌های بازرســی می‌توان گفت دســته بازرســی ۴ اســتاندارد DS-1 مشــابه سطح اســتاندارد از API 7G-2 و دسته ۵ مشابه سطح متوسط و بحرانی از API 7G-2 است.

در ســال‌های اخیر به‌دلیــل اینکه اســتاندارد DS-1 فرایند کنترل و کالیبــره نمــودن تجهیزات را بهتر از اســتاندارد API 7G-2 ارائه می‌کند، تمایل شــرکت‌ها برای بازرســی اجزا رشته حفاری به این اســتاندارد بیشتر شده اســت. از مزیت‌های دیگر استاندارد DS-1، ارائه راه‌حل برای تعیین فواصل بازرســی دوره‌ای طبق پارامترهای موثــر در طراحی رشــته حفاری شــامل محاســبه تجمع آســیب خســتگی است درحالی‌که معیار استاندارد API 7G-2 (همانطورکه از جدول-۵ مشــخص است) براساس ساعت کارکرد بوده که بسیار محافظه‌کارانــه و رعایــت آن باعث افزایش قابل‌توجــه هزینه‌های بازرسی حتی در پایین‌ترین سطح آن می‌گردد.

### ۲-۳- معیارهای پذیرش

از وظایف طراح برنامه بازرســی دوره‌ای، مشخص نمودن معیارهای پذیرش است. معیارهای پذیرش می‌تواند بر اساس گروه‌های طراحی که در بخش ۱-۵ اعلام گردید، مشــخص شــود. به‌عنوان مثال در صورتی که شــرایط عملیات حفاری در دسته ۳ یا ۴ (به‌طور مشابه سطح استاندارد از API 7G-2 قرار داشته باشد، طراح می‌تواند گروه طراحی ۲ را انتخاب کند تا بازرســی و کنترل اجزا رشــته حفاری مطابق با این سطح انجام گردد. در این صورت بررسی مناسب بودن کارکرد اقلام براساس معیارهای گروه طراحی ۲ صورت می‌پذیرد.

### ۲-۴- فرکانس بازرسی

پاسخ به این پرسش که زمان بازرسی دوره‌ای اجزا رشته حفاری چه موقع است، در عین ســادگی، پیچیده‌تر از حساب‌های سرانگشتی مانند ســاعت کارکرد و یا متراژ حفاری است. سادگی به این دلیل کــه حداکثر بار مجاز کــه می‌تواند به قطعات اعمال شــود فقط با اندازه‌گیــری ابعادیِ تجهیزات در محل دکل قابل تعیین می‌باشــد در حالی که تشــخیص ناتوانی و عمر کاری قطعاتِ تحت خستگی

بسیار پیچیده‌تر و تحت تأثیر عوامل مختلفی مانند مشخصات متریال، شرایط کاری و پارامترهای نامشخص است.

از طرفی، جزئیات فنی فرایند بازرسی رشته حفاری برای کسی که آشنا به این تکنیک نباشد، بسیار ناملموس است. به همین جهت کاهش فرایند بازرسی در حد الزامات اصلی مورد نیاز بسیار کمک‌کننده خواهد بود. در بسیاری موارد، صرف‌نظر از آسیب‌های حمل و نقل، فعالیت بازرس حول دو محور است؛ اگر طراح برنامه‌ی بازرسی روی این دو محور متمرکز شود، پیش‌بینی آن بسیار دقیق‌تر از حساب سرانگشتی خواهد بود. دو محور بازرسی عبارتند از:

۱- اطمینان از ظرفیت کافی تحمل نیروی قطعات

۲- حذف قطعات دارای ترک خستگی (یا ترک‌های در اندازه بحرانی)

فرایند شروع بازرسیِ لوله‌های حفاری برای گروه طراحی ۲ (دسته ۳) از زمان برداشتن تجهیزات و برای گروه طراحی ۳ (دسته ۴و ۵) قبل از هر چاه آغاز می‌شود. این موضوع در جدول-۵ برای لوله حفاری و برخی از اجزا رشته حفاری نشان داده شده است.

### ۲-۴-۱- تعیین فرکانس بازرسی دوره‌ای برمبنای آسیب خستگی تجمعی

همانطور که اشاره شد استفاده از معیار زمان کارکرد به‌صورت سنتی جهت بازرسی دوره‌ای اجزا رشته حفاری در مقایسه با زمان حفاری یک حلقه چاه بسیار محافظه‌کارانه بوده و ممکن است نیاز به توقف عملیات حفاری به‌منظور انجام بازرسی در چند مرتبه باشد که به لحاظ هزینه قابل‌قبول نیست. به‌همین دلیل طراح برنامه‌ی بازرسی باید مطابق با شرایط عملیات و نیروهای وارد بر رشته حفاری بتواند برنامه مورد نظر را برای زمان‌های بیشتر و جلوگیری از وقفه در عملیات حفاری طراحی کند. امروزه، استفاده از برنامه‌های نرم‌افزاری و پایش وضعیت خستگی تجهیزات توسعه زیادی پیدا کرده است. یکی از روش‌هایی که در تعیین برنامه بازرسی به‌کار می‌رود، استفاده از پارامتر آسیب خستگی تجمعی است. پارامتر آسیب خستگیِ تجمعی به‌صورت اثر خستگی در بارگذاری نوسانی تعریف می‌شود. به‌عنوان مثال، آسیب خستگیِ ایجاد شده در یک سیکل بارگذاری به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$\text{آسیب خستگی} = \frac{1}{N} \qquad (۵)$$

که N، عمر خستگی به‌ازای هر بارگذاری نوسانی است.

به‌همین‌ترتیب، اگر قطعه‌ای تحت تنش نوسانی $\sigma_i$ به تعداد $n_i$ سیکل قرار گیرد، با استفاده از قاعده جمع نسبت سیکل‌ها که به دستور ماینر مشهور است، آسیب خستگی تجمعی به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\sum \frac{ni}{Ni} = c \qquad (۶)$$

که $n_i$ تعداد سیکل‌ها در سطح تنش $\sigma_i$ یا به‌عبارتی تعداد گردش لوله حفاری برای حفر بخشی از حفره است که با در نظر گرفتن پارامترهای سرعت حفاری (ROP)، متراژ حفاری (Footage) و گردش میز دوار (RPM) به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

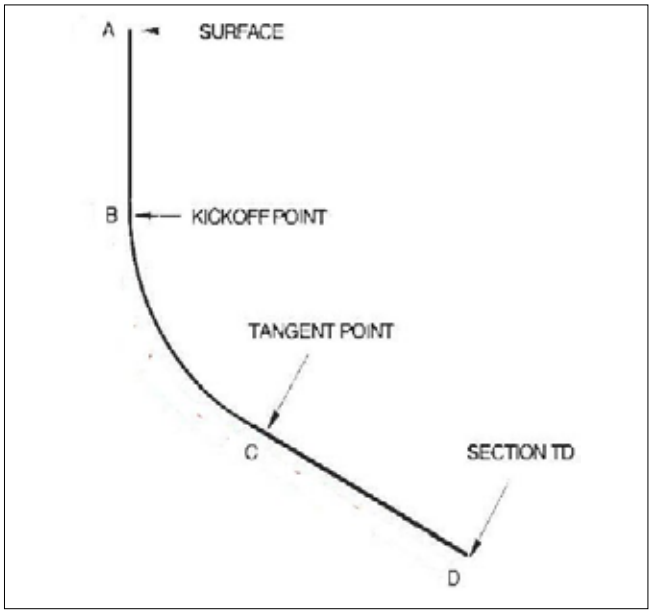
$$n_i = \frac{(60 \times RPM \times footage)}{ROP} \qquad (۷)$$

که RPM= سرعت گردش میز دوار (rev/min)، footage = متراژ حفاری بخشی از حفره (ft)، ROP = متوسط سرعت حفاری (ft/h) می‌باشد.

$N_i$ نیز عمر خستگی به‌ازای هر بارگذاری نوسانی است که با استفاده

جدول ۵ | زمان توصیه شده شروع فرایند بازرسی دوره‌ای

| قطعات | ۱ | ۳-۲ | ۵-۴ |
|---|---|---|---|
| لوله‌های حفاری | قبل از هر استفاده | قبل از هر استفاده | قبل از هر چاه |
| لوله‌های حفاری سنگین، لوله های وزنی، استبلایزر و تبدیل‌ها | قبل از هر استفاده و بعد از هر ۲۵۰-۴۰۰ ساعت گردش | قبل از هر استفاده و بعد از هر ۱۵۰- ۳۰۰ ساعت گردش | قبل از هر استفاده و بعد از هر ۱۵۰-۲۵۰ ساعت گردش |




شکل ۱۰ | پروفایل فرضی چاه بمنظور محاسبه عمر خستگی سایر مشخصات به شرح زیر است:

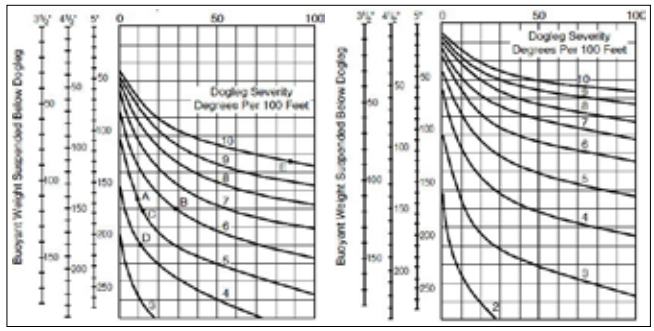
از پارامتر شـاخص خمیدگی و یا شاخص پایداری و از رابطه‌های ۳ و ۴ قابل اسـتخراج اسـت. پارامتر c از روش های تجربی محاسبه می‌شـود و معمولاً در محـدوده $0.7<c<2.2$ و میانگین برابر با یک اسـت [۲]. این پارامتر در مورد لوله‌ها و تجهیزات رشـته حفاری براسـاس شرایط عملیات حفاری تعریف می‌شود؛ به این صورت که برای شـرایط حفاری بحرانی (گروه طراحـی ۳) برابر با یک، برای شرایط حفاری متوسط (گروه طراحی ۲) برابر با ۱/۲ و برای شرایط عملیـات حفاری چاه‌های عادی (گـروه طراحی ۱) برابر با ۱/۴ در نظر گرفته می‌شود. حال برای تعیین برنامه بازرسی دوره‌ای به این صـورت عمل می‌شـود که مقدار آسـیب خسـتگی تجمعی $(\frac{n_i}{N_i})$ محاسبه شده و در صورتی که برابر با مقادیر توصیه شده پارامتر c شود، زمان بازرسی دوره‌ای خواهد بود.

بـه عنوان مثال می‌خواهیم از لوله حفاری 5inch, 19.5 ppf, E-75, Premium Class در حفاری چاه جهت‌داری با پروفایل شکل-۱۰ از نقطه Tangent Point تا TD استفاده کنیم.

KOP Depth: 3,000 ft, Build angle and Rate: 60° & 3°/100ft, KOP to Tangent Point (BC): 2,000 ft, Tangent Point to TD (CD): 2,000 ft

در این صورت لوله‌ای که وارد ناحیه Build می‌شود درحالی که مته در فاصله ۲۰۰۰ ft از TD قرار دارد تحت بیشترین نیروی کشش و خمشی در عبور از ناحیه Build قرار می‌گیرد. فرض کنید با آنالیز Torque & Drag مشـخص شده است لوله مذکور تحت نیروی کشش متوسط ۱۲۰/۰۰۰ lb، سـرعت حفـاری ۵۰ ft/hr و گردش میز دوار RPM ۱۲۰ اسـت. در این صورت براساس منحنی‌های شاخص خمیدگی (شـکل-۱۴) پارامتـر CI برای لوله مذکور برابر با ۱۲۵۰ به‌دسـت می‌آید.

با اسـتفاده از رابطه-۳ تعـداد گردش لوله حفاری تـا زمان وقوع ناتوانی (یعنی پارامتر N) برابر خواهد بود با:




شکل ۱۱ | درصد تجمع آسـیب خسـتگی لوله‌هـای حفاری گریـد E در ft ۳۰ حفاری در شرایط کاری غیر خورنده (تصویر راست) و بسیار خورنده (تصویر چپ)

$$N=\frac{(5\times10^8)}{1{,}250}=400{,}000\ (Rev)$$

همچنین تعداد گردش لوله حفاری برای حفاری مسـیر ۲۰۰۰ ft ناحیه Build براساس رابطه-۷ برابر خواهد بود با:

$$n=\frac{60\times120\times2000}{50}=288{,}000\ (Rev)$$

آسـیب خستگی تجمعی لوله مورد نظر با استفاده از دستور ماینر (رابطه-۶) به‌صورت زیر بدست می‌آید:

$$\frac{400{,}000}{288{,}000}=0.75\ (72\%)$$

بدیهی اسـت لوله‌هایی که کمتر از لوله فوق تحت خمش و نیروی کشـش بوده‌انـد و یا متراژ کمتری در ناحیـه Build طی کرده‌اند، کمتر دچار آسیب خستگی شده‌اند.

در مثال فوق برای محاسـبه آسیب خستگی تجمعی و تعیین زمان بازرسی دوره‌ای از پارامتر شاخص خمیدگی به‌منظور محاسبه عمر خستگی استفاده گردید.

به‌طور مشـابه می‌توان از پارامتر شـاخص پایداری برای محاسـبه آسیب خسـتگی تجمعی و تعیین زمان بازرسی دوره‌ایِ اجزا ساق حفاری اسـتفاده نمـود. به عنوان مثال جهت حفـاری حفره ۱۲-۴/۱" چـاه عمودی به متـراژ ۳۰۰۰ فوت می‌خواهیـم از لوله‌های وزنـی با مشـخصات 2 x 16/13-8-inch NC56 Connection, inch و پارامترهـای حفـاری 100 RPM و 16 ft/ft اسـتفاده کنیم. فرض براین اسـت نیرویـی بحرانی کمانش برای چاه‌هـای عمودی صفر اسـت، به‌عبارتی اجزا ساق حفاری تا نقطه خنثی با کمترین نیروی فشردگی تحت کمانش و بارگذاری نوسانی قرار می‌گیرند.

تعداد گردش رشـته حفاری برای حفاری ۳۰۰۰ فوت برابر خواهد بود با:

$$n_i=\frac{60\times120\times2000}{16}=1.125.000\ (Rev)$$

از طرفی، مطابق شـکل-۸ پارامتر شاخص پایداری برای لوله وزنی فوق در حفره ۱۲-۱/۴in برابر با ۲۰۰ به‌دست می‌آید لذا:

$$N=\frac{(5\times10^8)}{200}=2{,}500{,}000\ (Rev)$$

در نتیجه، آسیب خستگی براساس دستور ماینر برابر است با:

$$\frac{1{,}125{,}000}{2{,}500{,}000}=0.45\ (45\%)$$

لازم به ذکر اسـت غیر از روش فوق، تخمین سـاعت کارکرد اجزا ساق حفاری برای بازرسی دوره‌ای در جدول-۸ نیز ارائه‌شده است. مشـابه نمودارهای شـاخص خمیدگـی، نمودارهـای مختلفی در مراجـع اسـتانداردی و مقالات ارائه شـده اسـت که در بسـیاری موارد مقدار آسـیب تجمعی را بسـیار متفاوت محاسـبه می‌کنند.

یکی از این منابع نمودارهای آسیب خستگی در استاندارد API 7G [۱۲] است که براساس روابط تحلیلی ارائه شده توسط Lubinsky و Hansford در سال ۱۹۶۰ بوده است. در توسعه این نمودارها از آزمایش‌های فیزیکی خستگی که بین سال‌های ۱۹۳۰ تا ۱۹۴۰ انجام شده، کمک گرفته شده است. در شکل-۱۱ نمودارهای مذکور برای گرید E-75 قطرهای "۵، "۴-۱/۲ و "۳-۱/۲ لوله حفاری به‌ازای سرعت حفاری ۱۰ ft/h، گردش میز دوار ۱۰۰ RPM و متراژ حفاری ۳۰ فوت به ترتیب در محیط‌های غیرخورنده و خورنده ارائه شده است. لازم به ذکر است درصورتی که سرعت حفاری و گردش میز دوار متفاوت با مقادیر پیش فرض فوق باشد، از رابطه زیر درصد آسیب خستگی اصلاح می‌شود:

آسیب خستگی محاسبه شده از نمودار های شکل-۱۱

$$\times \frac{\text{Actual RPM}}{100\text{RPM}} \times \frac{10 ft/\text{hr}}{\text{Actual } ft/\text{hr}}$$

به‌منظور مقایسه، آسیب خستگی ایجاد شده در مثال گفته‌شده را بررسی می‌کنیم. براساس شکل-۱۱ با شرایط مشابه (انحراف $3^{\circ}/100ft$ و نیروی کشش ۱۲۰۰۰۰ lb) مشاهده می‌شود که نقطه



شکل ۱۲| سوراخ‌شدگی و ترک خستگی در ناحیه Upset داخلی



شکل ۱۳| سوراخ شدگی لوله حفاری در ناحیه Slip

تلاقی یافت نمی‌گردد. به‌عبارتی، مقدار تنش نوسانی در محدوده پایین‌تر از حد دوام (Endurance Limit) بوده و لذا آسیب خستگی ایجاد نمی‌شود. از نمودار شکل-۱۱ آسیب خستگی برابر با ۲/۵ درصد در ۳۰ فوت به‌دست می‌آید. با اصلاح پارامترهای حفاری با استفاده از رابطه-۴ برابر با ۰/۶ در ۳۰ فوت بوده که با احتساب ۲۰۰۰ فوت حفاری، در نهایت برابر با ۴۰ درصد محاسبه می‌شود که از آسیب خستگی محاسبه شده با استفاده از نمودارهای شاخص خمیدگی(که برابر با ۷۲ درصد به‌دست آمد) کمتر است.

دلیل اختلاف در محاسبه آسیب خستگی تجمعی را می‌توان روش‌های متفاوت محاسبه عمر خستگی عنوان کرد. به‌طور کلی سه روش برای تعیین عمر خستگی وجود دارد که عبارتند از: روش تنش-عمر، کرنش-عمر و روش مکانیک شکست الاستیک خطی. عموماً عمر خستگی در محدوده $1\leq N\leq 10^4$ را به‌عنوان خستگی سیکل پایین و محدوده $N>10^4$ را برای خستگی سیکل بالا طبقه‌بندی می‌کنند. عمر خستگی لوله‌های حفاری عمدتاً بالاتر از $10^4$قرار می‌گیرد [۱۳] که می‌توان گفت لوله‌های حفاری در محدوده سیکل بالا قرار دارند. روش تنش-عمر که تنها بر مبنای سطح تنش استوار است، مرسوم‌ترین روش بوده و توسط Lubinsky و Hansford برای محاسبه آسیب خستگی تجمعی لوله‌های حفاری به‌کار گرفته شده است. در سیکل‌های پایین و در مواردی که تغییرشکل‌های پلاستیک موضعی ایجاد می‌شود(مانند نواحی تمرکز تنش در ریشه رزوه اتصالات) دقت کمی دارد. روش کرنش-عمر با استفاده از تحلیل دقیق تغییر شکل پلاستیک در مناطق موضعی تدوین شده است و با استفاده از آنالیز اجزا محدود کارایی خوبی دارد. این روش به‌ویژه برای محاسبه خستگی سیکل‌های پایین و در مواردی که تغییر شکل پلاستیک وجود دارد، استفاده می‌شود. از روش مذکور در محاسبه پارامتر شاخص خستگی اتصال (CFI)، اندازه بهینه ناحیه رهایی تنش و عمق مجاز Slip Cut استفاده می‌شود. در روش مکانیک شکست الاستیک خطی فرض بر این است که یک ترک در قطعه وجود دارد. سپس با کمک این روش، رشد ترک در تناسب با شدت تنش پیش‌بینی می‌شود. از روش مذکور برای محاسبه شاخص خمیدگی، شاخص پایداری، فاصله استبلایزرها در رشته حفاری، اندازه ناحیه گلویی استبلایزر، طول ناحیه انتقال بین لوله‌های حفاری با لوله های حفاری سنگین و یا با لوله‌های وزنی استفاده می‌شود.

به‌هرحال تحقیقات نشان داده است که استفاده از نمودارهای آسیب خستگی تجمعی که توسط Lubinsky و Hansford

محاسبه و توسط استاندارد 7G API ارائه شده، در تنش‌های پایین در محیط غیرخورنده مقادیر غیرمحافظه‌کارانه‌ای ارائه می‌دهد و برعکس، در تنش‌های بالا در محیط‌های خورنده، مقدار محافظه‌کارانه‌ای را نشان می‌دهد[۱۴]. دلیل این موضوع فرضیاتی است که در محاسبات به‌کار گرفته شده است. به‌عنوان مثال، در محاسبه آسیب خستگی در محیط خورنده، منحنی تنش-عمر که به‌صورت آزمایشات فیزیکی در محیط هوا انجام شده بود، به اندازه ۶۰ درصد کاهش داده شد و در نتیجه، حد دوام نیز به همین اندازه کاهش یافت. در حالی که نتایج مطالعات دیگر نشان




شکل ۱۴ | ناتوانی خستگی اتصال لوله وزنی، پین (شکل راست) و باکس (شکل چپ)




شکل ۱۵ | نمودار گردشی ناتوانی خستگی و اقدامات اصلاحی

می‌دهد در محیط‌های خورنده، حد دوام از بین می‌رود. همچنین، در محاسبات مربوطه، تأثیر تماس لوله‌های حفاری با دیواره چاه در نظر گرفته نشده است که این موضوع در نیروهای کششی بالا موجب کاهش نیروهای خمشی شده و در نتیجه، آسیب خستگی کمتری در لوله ایجاد می‌کند.

### ۳- شناسایی آسیب خستگی

ناتوانی خستگی در لوله‌های حفاری و اجزا ساق حفاری به‌طور مرتب اتفاق می‌افتد. این پدیده به‌دلیل اینکه در اثر شروع و رشد ترک‌های میکروسکوپی است، تقریباً به‌صورت ناگهانی و بدون اخطار قبلی اتفاق می‌افتد. خستگی در اتصالات لوله‌های حفاری به‌ندرت رخ می‌دهد. دلیل این موضوع همانطور که در بخش های قبل اشاره شد، نرم‌بودن لوله‌های حفاری است که باعث انتقال تنش‌های خمشی به بدنه می‌گردد. موقعیت‌های معمول ایجاد ترک‌های خستگی در رشته حفاری شامل موارد زیر است:

بدنه لوله حفاری: اغلب ناتوانی خستگی در لوله‌های حفاری در محل تغییر سطح مقطع در Upset قطر داخلی اتفاق می‌افتد (شکل-۱۲) که معمولاً ۱۶-۲۴ اینچ از انتهای پین یا باکس فاصله دارد. به همین دلیل هندسه Upset داخلی لوله‌های حفاری از موارد مهمی است که در فرایند ساخت باید به آن توجه کرد و هرچه نامنظمی و ناپیوستگی آن بیشتر باشد، احتمال ایجاد ترک خستگی در آن بالاتر است. لازم به ذکر است در استاندارد مرجع ساخت لوله‌های حفاری API 5DP [۱۵] برخی حداقل‌های هندسه Upset اعلام شده است. به‌هرحال سازندگام معتبر با بهینه‌سازی هندسی آن از طریق کاهش تنش حداکثر، افزایش استحکام خستگی لوله‌های را طراحی می‌کنند.

علاوه‌بر محل Upset قطر داخلی، موقعیت قرارگرفتن Slip ها نیز مستعد ایجاد ترک خستگی است. تقریباً تمام سوراخ‌شدگی‌های بدنه لوله‌های حفاری (Washout) به دلیل خستگی می‌باشد. در شکل-۱۳ سوراخ‌شدگی در محل Slip ها نشان داده شده است.

۱- اتصالات اجزا ساق حفاری: آخرین رزوه درگیر پین یا باکس (سطح مقطع بحرانی) معمولاً نقاط آغاز ترک خستگی است. اتصالات مستعد خستگی در ساق حفاری، اتصالات انتهایی اجزا سفت‌تر و اتصالات میانی ابزارهای مخصوص مانند جارها و موتورها هستند. خستگی در اتصالاتی که اجزای سفت‌تر را به یکدیگر وصل می‌کنند نسبت به اتصالاتی که اجزا نرم‌تر را به‌هم متصل می‌کنند، بیشتر است.

۲- سایر موقعیت‌ها: خستگی در موقعیت Elevator
۳- Groove لوله‌های وزنی، بدنه استبلایزر (اغلب نزدیک ناحیه جوش در استبلایزهایی که دارای تیغه‌های جوشی می‌باشند) و هر موقعیتی از رشته حفاری که دارای ناپوستگی هندسی و تغییر سطح مقطع است، اتفاق می‌افتد.

### ۳-۱- شکل شناسی آسیب خستگی

خستگی اغلب دارای ویژگی‌های مشخصی بوده که شناسایی آن نسبت به سایر ناتوانی‌ها مانند اضافه بار متفاوت است.
۱- خستگی در لوله‌ها: در لوله‌ها، ترک خستگی به‌صورت صفحه‌ای و عمود بر محور لوله است (شکل-۱۴ و ۱۵). در صورتی که ترک در جداره لوله گسترش پیدا کند، باعث سوراخ‌شدگی خواهد شد. علیرغم وجود ساییدگی گل حفاری در هنگام سوراخ‌شدگی، جهت ترک به‌صورت عمود بر محور لوله همچنان باقی می‌ماند. در مواردی که جنس لوله حفاری ترد باشد، پس از اینکه ترک به مقدار کمی گسترش پیدا کند و هنوز به ضخامت لوله نرسیده باشد، باعث شکست ناگهانی می‌شود.
۲- خستگی در اتصالات: ترک خستگی در اتصالات، صاف، صفحه‌ای و عمود بر محور لوله است. سطوح ترک ممکن است به‌دلیل نشتی گل حفاری، ساییده و یا تحت آسیب مکانیکی ابزارهای مانده‌یابی قرار گرفته باشد. به‌هرحال، در صورتی که بخشی از رشته جدا شده باشد و از چاه خارج شود، مشاهده می‌گردد که سطوح ترک خستگی کل سطح شکست را شامل نمی‌شود. هنگامی که ترک خستگی به اندازه‌ای گسترش باید که قطعه، تحمل نیروهای اعمالی را نداشته باشد، شکست ناشی از اضافه بار رخ می‌دهد. این بخشِ بدون ترک معمولاً به‌دلیل اضافه بار نیروی کششی، دارای زاویه ۴۵ درجه است. همچنین بخش غیرترک دارای تغییر شکل پلاستیک بسیار کمی می‌باشد. اندازه سطوح خستگی و سطوح غیرخستگی به ویژگی‌های متریال و نوع بار اعمالی بستگی دارد.

### ۳-۲- اقدامات اصلاحی سریع برای جلوگیری از ناتوانی مجدد خستگی

برای جلوگیری از ناتوانی مجدد خستگی در رشته حفاری ابتدا باید قطعاتی که نزدیک به محل ناتوانی هستند، از جهت وجود ترک به دقت به بررسی شود. هر قطعه‌ای که احتمال می‌رود دارای ترک می‌باشد، برای بازرسی‌های بعدی و یا عدم استفاده کنار گذاشته شود. گزارش‌های حفاری قبل از وقوع ناتوانی باید بررسی شود تا از اِعمال صحیح گشتاور بستن اتصال (در مواردی که ناتوانی در اتصال است) اطمینان حاصل شود. همچنین، علت ناتوانی به دلیل زاویه زیاد انحراف چاه و یا ارتعاش رسیدگی شود. سوابق قطعات و بازرسی‌های انجام شده مطابق با شرایط چاه باید مرور گردیده و وجود مشخصه رهایی تنش در اتصالات اجزا ساق حفاری بررسی شود.

### ۳-۳- توصیه‌ها برای اقدامات و ارزیابی‌های بیشتر

قطعه معیوب باید به جهت ناتوانی خستگی و انطباق متریال آن با الزامات استاندارد از جمله مشخصات مکانیکی بررسی گردد. همچنین ارتباط ناتوانی با سایر عوامل مانند ترک‌خوردگی تنشی، ترک‌خوردگی سولفیدی و غیره مورد ارزیابی قرار گیرد. بسیاری از موارد بررسی شکست نیاز به فعالیت‌ها و امکانات آزمایشگاهی دارند. در مواردی که حتی برنامه فوری برای ارسال قطعه معیوب به آزمایشگاه وجود ندارد، نگه‌داری قطعه ایده خوبی است. همواره آنالیز شکست حرفه‌ای اطلاعات ارزشمندی را به‌دست می‌دهد. به همین دلیل باید قطعه معیوب را از آسیب‌های احتمالی که ممکن است نتیجه بررسی آزمایشگاهی را تغییر دهد، به‌خصوص سطوح شکست حفظ شود. عمدتاً آسیب‌های بعدی به‌دلیل حمل‌ونقل نامناسب و خوردگی ایجاد می‌شود. برای حداقل نمودن این آسیب‌ها موارد زیر نباید اتفاق بیافتد:

- قراردادن سطوح شکست روی یکدیگر
- لمس‌کردن و ساییدن سطوح شکست
- حذف بخشی از سطح شکست
- تمیزسازی سطح شکست با آب پُرفشار، مواد حلال و یا برس سیمی
- رنگ‌آمیزی سطح شکست و یا نواحی مجاور آن

از اقدامات دیگری که می‌توان اشاره کرد، مرور برنامه بازرسی است تا از فرکانس و سطوح بازرسی دوره‌ای مناسب مطابق با شرایط عملیات حفاری اطمینان حاصل شود. در صورتی که ناتوانی در قطعات نزدیک به مته حفاری بود، بایداحتمال وجود ارتعاش بررسی شود. همچنین در صورتی که خستگی اتفاق‌افتاده به دلیل خوردگی باشد، لازم است از وجود پوشش پلاستیکی محافظ خوردگی در سطح داخلی لوله اطمینان حاصل شود. به‌هرحال، به‌منظور جلوگیری از خستگی و به‌دلیل پیچیدگی آن، باید اقدامات متنوعی انجام داد. در شکل-۱۵ به‌صورت خلاصه فلوچارت اقدامات اصلاحی مربوط به ناتوانی خستگی نشان داده شده است.

## نتیجه‌گیری

۱- محاسبه دقیق عمر خستگیِ رشته حفاری به‌دلیل پیچیدگی مکانیزم آسیب خستگی و تعدد پارامترهای ناشناخته و عدم‌قطعیت‌ها امکان‌پذیر نیست. با این‌حال، با استفاده از پارامترهای موثر بر استحکام خستگی می‌توان از طریق مقایسه طراحی‌های مختلف به بهینه‌ترین طراحی دست پیدا نمود.

۲- استفاده از پارامتر شاخص خستگی اتصال به‌جای پارامتر نرخ استحکام خمشی، به‌دلیل در نظر گرفتن ورودی‌های بیشترِ طراحی ازجمله، مشخصات متریال، هندسه دقیق اتصال و ارائه مقادیر کمی عمر خستگی، بسیار موثر بوده و در طراحی‌های مقایسه‌ای به‌منظور انتخاب طراحی بهینه کمک خواهد کرد.

۳- بررسی پارامترهایی مانند وجود مشخصه رهایی تنش، سخت‌کاری سرد رزوه‌ها و هندسه تغییر سطح مقطع داخلی لوله‌های حفاری و کیفیت متریال به‌ویژه وجود ناخالصی و ناهمگنی در ریز ساختار و همچنین روش‌های ساخت که در استانداردهای ساخت تجهیزات به آن پرداخته نشده است در افزایش عمر خستگی تجهیزات حائز اهمیت بوده و باید به آن توجه شود.

۴- برخی اقدامات اصلاحی مانند بهینه‌سازی انحنای چاه، حداقل نمودن و یا حذف کمانش رشته، بهینه‌سازی اتصالات، کاهش خوردگی سیال حفاری و طراحی برنامه بازرسی کارامد می‌تواند از بُروز ناتوانی خستگی جلوگیری کند.

۵- استفاده از پارامتر آسیب خستگی تجمعی یکی از راه‌های تعیین زمان بازرسی دوره‌ای اجزا رشته حفاری است که نسبت به روش‌های سنتی براساس متراژ حفاری و یا ساعت کارکرد بسیار کارامد است. در این خصوص استفاده از معیارهای ارائه شده طبق استاندارد API در محیط‌های غیرخورنده که مقدار تنش نوسانی کم است، غیرمحافظه‌کارانه و در تنش‌های بالا در محیط‌های خورنده کاملاً محافظه‌کارانه خواهد بود. لذا استفاده از معیارهای جدید محاسبه آسیب خستگی تجمعی مانند شاخص خمیدگی و شاخص پایداری که براساس روش‌های نوین مانند مکانیک شکست الاستیک خطی بنا نهاده شده است، طراحی قابل‌قبولی را برای تعیین فواصل بازرسی دوره‌ای ارائه خواهد کرد.

۶- شناسایی آسیب خستگی و اقدامات اصلاحی آن از موارد مهم در کاهش هزینه‌های عملیات حفاری بوده که می‌تواند به‌منظور جلوگیری از ناتوانی‌های مجدد به‌کار رود.■

## پانویس‌ها

1. Stiffness Ratio
2. Bending Strength Ratio
3. Curvature Index
4. Instability Index
5. Connection Fatigue Index

## منابع


[1] Tom Hill, Sean Ellis, Kang Lee, Nicholas Reynolds, Nanjiu Zheng, “An Innovative Design Approach to Reduce Drill String Fatigue”, Society of Petroleum Engineer, 2004, IADC/SPE 87188

[2] Budynas, Nisbett, “Shigley’s Mechanical Engineering Design”, Mcgraw-Hill, 2006, Eighth Edition

[3] Harish Patel, Jing Ji, Satya Meruva, And Jessie Lin, “Adequate Fatigue Design For HPHT”, Society of Petroleum Engineer, 2017, Otc-27524-Ms

[4] Tom H. Hill, “Drill Stem Design and Operation”, T H Hill Associates, Inc., 2012, Volume 2

[5] Drilco Oil Tools, “Rotary Shoulder Connection Handbook”, 1975

[6] Schlumberger Co., “Drill String and BHA Design”

[7] Sean Ellis, Thomas Wadsworth, Dr. Kang Lee, Michael Gerdes, And Shawn Altizer, “Connection Fatigue Index (CFI): An Engineered Solution for Connection Selection and A Replacement for BSR”, society of petroleum engineer, 2008, IADC/SPE 112105

[8] American petroleum institute, “specification for threading and gauging of rotary shouldered thread connections, ANSI/API specification 72008 ,“2-, first edition

[9] American petroleum institute, “recommended practice for inspection and classification of used drill stem elements, ANSI/API recommended practice 7G-2”, 2009, first edition

[10] Tom H. Hill and Thomas m. Wadsworth, “drill stem inspection”, T H Hill associates, Inc., 2015, volume 3.

[11] Fearnley Procter Group Co, “Inspection Standard for Used Proprietary and Specialized Drilling and Well Completion Equipment”, 2012

[12] American petroleum institute, “recommended practice for drill stem design and operating limits, ANSI/API recommended practice 7G”, 1998, sixteen editions.

[13] G. Y. Grondinl and G.L. Kulak, “Redefining the OCTG Fatigue-A Theoretical Approach”, society of petroleum engineer, 2007, OTC 18458

[14] Catalin Teodoriu and Jerome Schubert, Texas A&M, “Evaluation of API Guidelines for Fatigue of Drill pipe”, society of petroleum engineer, 1991, USMS 024225

[15] American petroleum institute, “Specification for Drill Pipe, ANSI/API Specification 5DP”, 2010, first edition.