sina-pub.ir

خرابی های خطوط لوله ، لوله های بالارو(رایزرها) و کابل های مرکزی: بررسی ادبیات

- مقدمه:

اکتشاف و تولید نفت و گاز در آبهای عمیق با استفاده از تجهیزات بسیار پیشرفته ، با افزایش تکنولوژی و نوآوری همراه بوده است. با این وجود ، شکست این تجهیزات می تواند عواقب جدی، از جمله اتلاف مواد و آلودگی محیط زیست ایجاد کند. حوادث بحرانی حتی می توانند باعث از دست رفتن جان انسان ها شود. براساس بررسی مطالعات ، این مقاله با هدف شناسایی خرابی های معمول در صنایع مربوط به خطوط لوله ، لوله های بالارو(رایزرها) و کابل های مرکزی ، طرح شناسایی علل ، پیامدها و شدت این نواقص است.

خطوط لوله ، امن ترین روش برای صادرات محصولات مایع ، گاز طبیعی ، محصولات پتروشی و مواد شیمیایی ، خطوط لوله هستند. (Roche . 2007)

خطوط انتقال نفت وگاز ، شامل بخش دینامیکی یک خط لوله صادرات محصول و یا یک خط لوله تولید محصول است که بستر دریا و واحد تولید را در سطح دریا متصل می کند و تحت تاثیر فشارهای مکانیکی ، مسائل زیست محیطی و شرایط جغرافیایی محل نصب واحد تولید قرار دارد. اما خطوط لوله نیز مانند هر ساختار مهندسی دیگر ، دچار شکست می شوند.

علت اصلی شکست در خطوط لوله عبارتند از :

1. آسیب های مکانیکی در حین تولید (ضربه – تصادف)
2. خوردگی شیمیایی داخلی و خارجی
3. نقص در ساختمان خود لوله
4. خطرات طبیعی
5. خستگی

لوله های بالارو (رایزر) ، به دو دسته طبقه بندی می شوند :

sina-pub.ir

1. انعطاف پذیر 2. صلب

علل اصلی شکست در رایزرهای انعطاف پذیر عبارتند از:

- خستگی (fatigue)
- خوردگی (corrosion)
- پیچش (torsion)
- خمش بیش از حد (overbending)
- انفجار (burst)
- فروپاشی (collaps)

علل اصلی شکست در رایزرهای صلب عبارتند از:

- ضربات (impact)
- خوردگی شیمیایی داخلی و خارجی (internal and/or external corrosion)
- تنش بیش از حد (overstress)
- خستگی (fatigue)
- سایش ساختاری (structural wear)
- ناپایداری ساختاری (structural instability)
- تخریب مواد (material degradation)

کابل های مرکزی (umbilical cables) ، مسئول کنترل تجهیزات بستر دریا هستند مانند Xmass trees ، منیفولدها ، پمپ ها ، جداسازها و ...

(Bryant . 1990) حالتهای شکست کابل های مرکزی را ناشی از موارد زیر معرفی میکند:

- تنش (tension)
- فشار (compression)

sina-pub.ir

- پیچش (torsion)
- خستگی (fatigue)
- سایش (wear)
- ایجاد شیار روی قطعه (sheaving)
- شکست خطوط لوله (pipeline failures):

شکست خط لوله ، معمولا در ارتباط با شکست در سیستم است. به عنوان مثال از بین رفتن پوشش حفاظت از خوردگی و رشد سریع خوردگی شیمیایی در محیط خورنده که منجر به شکست می شوند.

(Cosham & Hopkins . 2005) عنوان داشتند که عوامل دیگری مانند تداخل عوامل خارجی ، ترک خوردگی ناشی از تنش و ... منجر به شکست می شوند.

(De Stefani & Carr . 2010) بر اساس 4 پایگاه داده متفاوت که تنها شامل حوادثی می شوند که منجر به از بین رفتن محدودیت ها شده اند ، موارد زیر را بعنوان احتمال حالت های شکست در خطوط لوله مطرح کردند:

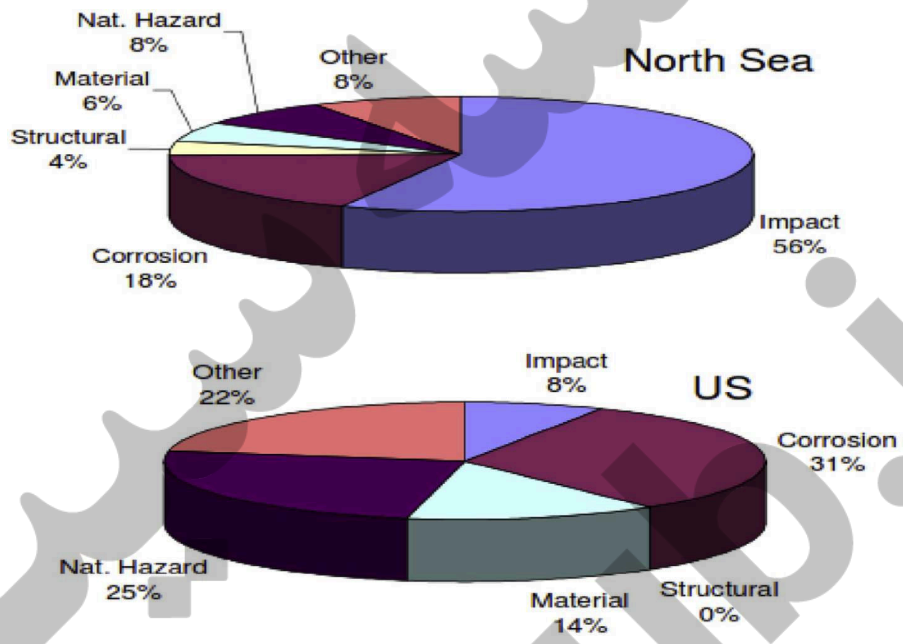
1. آسیب های مکانیکی شامل ضربه و هر آسیب خارجی (mechanical damage)
2. خوردگی شیمیایی داخلی و خارجی (internal or external corrosion)
3. نقص ساختاری (construction defect)
4. شکست های مکانیکی یا مواد (mechanical or material failure)
5. خطرات طبیعی (natural hazard)

(Frohbös & lamp .2013) براساس کد DNV-RP-F116 .2009 و پرونده های تاریخی ، با درنظر گرفتن 22 خط لوله دریایی ، خطوط لوله دریایی را مورد مطالعه قرار دادند و نتیجه گرفتند که در کنار حالت های شکست ذکر شده در بالا، فرسایش (erosion) ، تهدیدات ساختاری (structural threat) و عملیات های غیر قابل پیش بینی نیز ممکن است جزو عوامل شکست باشند.

با توجه به تلفات خطوط لوله و رایزرها براساس PARLOC 2003 و داده های (PHMSA . 2014)

sina-pub.ir

و (Frohbös & Lamp . 2013) نتیجه گیری شد که علت اصلی شکست خطوط لوله در عملیات دریای و همچنین 56٪ از علل شکست خطوط لوله در بین سال های 1971-2000 ، عامل ضربه بوده. اما در آمریکا در مقایسه با با تمام علل شکست بین سال های 1995-2011 ، 31٪ علل شکست در خطوط لوله ، عامل خوردگی شیمیایی بوده که در نمودار شکل 1 نشان داده شده است.



شکل 1: شکست خط لوله دریایی (Frohbos & Lamp . 2013)

تفاوت بین دو سناریو (دریای شمال و ایالات متهده) ممکن است به دلایل جغرافیایی باشد. در آبهای کم عمق دریای شمال ، احتمال اثر سقوط یک شیئ ، بیشتر از آبهای عمیق ایالات متهده است. از سوی دیگر با توجه به اینکه طوفان ها در آمریکا مکررا رخ می دهند ، شکست های ناشی از خطرات طبیعی در میادین آن را افزایش می دهد. در هر حال عامل خوردگی ، همیشه مسئله نگران کننده برای هر دو سناریو بوده است.

(Hokstad et.al . 2010) عنوان داشتند که ، بررسی و تجزیه و تحلیل علل شکست خطوط لوله در سراسر جهان نشان می دهد که خوردگی ، بویژه خوردگی داخلی (internal corrosion) بیشترین علت شکست خطوط لوله دریایی است و به دنبال آن فعالیت های دریایی نذیر دام اندازها (trawling) ، آسیب لنگر کشتی ها anchore

sina-pub.ir

(damage) ، برخورد کشتی ها (vessel collision) و نیروهای طبیعی مانند طوفان (storme) ، گل رود mud (slide) ، از مهمترین علل شکست هستند.

(Aljarudi et.al . 2015) خوردگی ، مقاومت و ظرفیت باربری خطوط لوله را برای تحمل فشارهای عملیاتی ، کاهش داده و منجر به دو رویداد شکست احتمالی می شود :

1. شکست ناشی از نشت (leakage)
2. شکست ناشی از انفجار (burst)

شکست ناشی از نشت (leakage failure) زمانی اتفاق می افتد که خوردگی بطور کامل در ضخامت دیواره لوله (جداره لوله) نفوذ کرده باشد ، درحالی که شکست انفجاری زمانی اتفاق می افتد که فشار وارده ناشی از عملیات ، در نقطه معیوب ، از حداکثر فشار مجاز در آن نقطه بیشتر باشد.

(Roche . 2007) تمام رخدادهای خوردگی (داخلی و خارجی) که خطوط لوله های مورد استفاده در صنعت نفت و گاز را تحت تاثیر قرار می دهند ، ماهیت الکترو شیمیایی دارند. یعنی برای تغذیه سلول های خوردگی ، نیاز به حضور آب در تماس با فولاد و اکسیداسیون در آب دارند.

در آبهای خیلی عمیق ، کاهش ضخامت لوله ها در اثر خوردگی می تواند به جای شکست ناشی از انفجار (تحت فشار خارجی) ، باعث فروپاشی (تحت فشار داخلی) شود.برای حفاظت خطوط لوله دریایی ، از حفاظت کاتدی و پوشش ها استفاده می کنند.با توجه به (Roche . 2004) تا زمانی که پوشش ها با فولاد در تماس باشند و حفاظت کاتدی به درستی اعمال ، نظارت و نگهداری شوند ، هیچ گونه خطر خوردگی خارجی وجود ندارد.

(Roche . 2007) بیشتر نشت هایی که در اثر خوردگی داخلی در خطوط لوله ایجاد می شوند ، به علت خوردگی ناشی از مواد میکروبی MIC و یا خوردگی در اثر مواد شامل CO2 همراه با H2S است.

اولین پارامتر در تعیین خطر خوردگی ، حضور آب در تماس با سطح فولاد است که این تماس برای خطوط لوله تزریق آب ، مشهود و بدیهی است. در مورد خطوط لوله نفت ، آب ممکن است در تماس با فولاد (در اثر جاذبه و یا بر اساس الگوی جریان) در پایین لوله قرار گیرد و خط لوله بسته به محتوای آب دچار نشت شود. برای خطوط لوله گاز

sina-pub.ir

مرطوب ، آب در انتهای خط لوله انباشته می شود ، اما در برخی موارد ممکن است در صورتی که گاز در تراز بالایی داغ باشد و خنک سازی از خارج به اندازه کافی اعمال شود ، گاز متراکم شود. انواع مختلف خوردگی ممکن است در مکان هایی که در تماس با فولاد هستند ، تا زمانی که اکسیداسیون وجود داشته باشد ، رخ دهند. شایع ترین مواد خورنده عبارتند از CO2 ، H2S ، اسید های آلی سبک ، O2. الگوی خوردگی اغلب به شکل چاله ، دهانه یا نازک شدن دیواره لوله است.

(Samant & Singh . 1998) در تاسیسات دریایی هند ، در خط لوله تزریق آب ، یک نشت زودرس در اثر گسست بوجود آمد. تجزیه و تحلیل پارامترهای مختلف کیفیت آب ، نشان دهنده ی نارسایی ناشی از خوردگی داخلی در اثر مواد میکروبی بود که این نوع خوردگی به علت سرعت جریان کم (velocity low flow) ، مواد خورنده نامحلول معلق ، اکسید آهن ، سولفید آهن و باکتری های موجود در آب انباشته شده در انتهای لوله است. علاوه بر این ، عدم باکتری زدایی خطوط لوله ، ممکن است باعث شود باکتری ها به سرعت افزایش یافته و با ایجاد کلنی ها و بیوفیلم ، سایت های مخفی ایجاد کرده و خود را در برابر درمان موثر محافظت کنند ، که با توجه به عدم باکتری زدایی مکرر و روش موثر ضد میکروبی ، رشد باکتری ها غیر قابل کنترل شده و در نتیجه فعالیت های میکروبی غالب و منجر به ایجاد محیط اسیدی می شود که در نهایت موجب خوردگی داخلی شدید لوله می شود.

(Rose . 1999) یکی دیگر از موارد شکست خطوط لوله توسط Rose گزارش شد که به مشکلات جوشکاری خطوط لوله مربوط می شود. در منطقه Pedernals field . CA یک شکست کامل و ناگهانی در خطوط لوله بستر دریا ، باعث انتشار 163 بشکه نفت خام در اقیانوس آرام شد. ترک خوردگی در یک جوش کوچک بین بدنه لوله و فلنج اتفاق افتاده بود که پس از بررسی و تجزیه تحلیل شکست ، به این نتیجه رسیدند که ترک ایجاد شده در نقطه جوش (ناحیه معیوب) منجر به جدایی کامل فلنج شده است.

بررسی ها نشان داد که ناحیه متاثر از حرارت ، شکننده و ترد است که احتمالا به دلیل عدم پیش گرم شدن قبل از جوشکاری رخ داده است. بنابراین ترک های ریز متعددی در ناحیه جوش ایجاد شده که یکی از آن ترک ها منجر به آغاز شکست شده.

sina-pub.ir

(Amend . 2010) موارد مرتبط با جوشکاری را علت بیش از 6٪ شکست های خطوط لوله می داند و اظهار دارد که جوش های خط لوله که در معرض کرنش های محوری قرار دارند ، بیشتر از کرنش های مربوط به فشارهای داخلی باعث شکست خواهند شد.

(Simonsen . 2014) کمانش لوله (pipe buckling) و خمش مازاد (over bending) می تواند باعث ایجاد تنش فشاری طولی در اثر تغییر درجه حرارت شود. اگر دمای یک خط لوله افزایش یابد ، به دلیل دمای جریان سیال داخل لوله ، لوله می تواند در هر دو جهت جانبی و محوری دچار تغییر شود.

انبساط جانبی ، معمولا به طور کامل مقید نمی شود اما انبساط های طولی (محوری) اغلب از طریق اصطکاک بستر دریا و اتصالات و تنش های فشاری مقید می شوند که می توانند منجر به خمش بیش از حد لوله شوند.

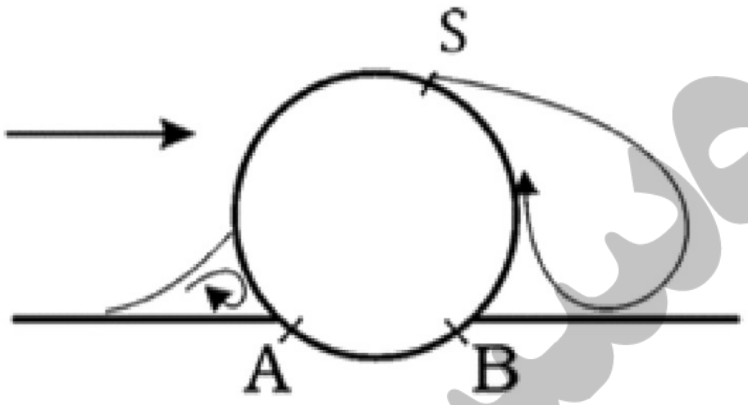
(Fredse . 2016) بررسی های گسترده ای در مورد برهم کنش خطوط لوله بستر دریا تحت اثر امواج یا جریان توسط (Fredse) ارائه شد که شامل سه موضوع زیر در خطوط لوله می شود:

1. آب شستگی (scour)
2. مایع سازی خاک (liquefaction)
3. پایداری جانبی خاک (latral stability)

آب شستگی (scour): فرایند آب شستگی در اطراف خطوط لوله ، به اثر متقابل بستر دریا وابسته است که ناشی از حرکت خط لوله (به دلیل خمش) در طول فرایند آب شستگی است.لوله گذاری ممکن است در اثر وزن مغروق شده لوله ، زمانی که لوله در یک فاصله مشخص (e) از بستر دریا قرار می گیرد ، توسط جریانی که زیر لوله نفوذ کرده است انجام گیرد. این چنین جریانی ناشی از اختلاف فشار بین فشار رو به بالای جریان (نقطه A شکل 2) و فشار پایین در شیب دامنه (نقطه B شکل 2) است. همانطور که توسط (Sumer et.al . 2001) شرح داده شد ، گرادیان فشار برای امواج از A به B تابعی از عدد کولیگن – کارپنتر ، (Kc) است که بصورت زیر تعریف می شود:

$$Kc = 2\pi a/D$$

sina-pub.ir



شکل 2: سیستم گردابی حول خط لوله جاسازی شده در معرض جریان Fredse

اگر جریان ثابت باشد ، فشار پی در پی وارد بر لوله ناشی از موج ، عمدتا توسط فشار در نقطه جداسازی (S) ، کنترل می شود که چون در جریانات حلقوی نسبت به جریانات بیرونی ، سرعت کمتر است ، نقطه (S) کمی پایین تر قرار می گیرد.(در نقطه S فشار پایین است)

شروع روند آب شستگی زیر خطوط لوله به شدت جایگیری (گیرداری) اولیه (e) در بستر دریا بستگی دارد. هنگامی که لوله در بستر دریا جاسازی شد ، یک مقدار حد بالا (upper limit) برای آغاز روند آب شستگی تعین می شود که (Chiew . 1990) با نسبت $e/D > 0.5$ هیچ گونه شروعی برای آب شستگی مشاهده نکرد.

تاثیر طول گودال آب شستگی بر تغییر شکل خط لوله توسط (Leckie et.al . 2015) و(Deaper et.al . 2015) مورد بررسی قرار گرفت. آنها دریافتند که اگر گودال هایی که در اطراف و زیر لوله ها در اثر آب شستگی ایجاد می شوند ، گودال هایی عمیق و بزرگ باشند ، لوله در محل آن گودال دچار فرونشست زیاد شده و در نتیجه باعث ایجاد فشار در طول لوله می شود ، اما اگر گودال کوچک باشد ، لوله بصورت یکنواخت تری نشست کرده و دیگر فشار زیادی به لوله وارد نمی شود.

گودال ناشی از آب شستگی در اطراف خطوط لوله ممکن است تحت فشار بیش از حد رسوب قرار گیرد که این امر می تواند ناشی از تماس نزدیک لوله به گودال آب شستگی باشد. این فرایند بصورت تجربی توسط Sumer & (Fredse . 2002) مشاهده شد. گسترش گودال های ناشی از آب شستگی در امتداد خط لوله ، بر سرعت فرورفتن لوله در بستر دریا تاثیر می گذارد.(گسترش سریع گودال ها ، به فرورفتن سریع لوله مربوط است). هنگامی که لوله

sina-pub.ir

در یک محدوده آزاد قرار می گیرد ، ممکن است در اثر موج یا جریان دچار ارتعاش شود (Sumer et.al . 1998 – Zhao & Cheng . 2010 –Shen et.al . 2000)

که این ارتعاش موجب ایجاد یک جریان ضربه ای اضافی در اطراف لوله شده و باعث می شود که پروفیل نشست لوله گسترده شود.

یک مکانیزم برای جلوگیری از گسترش گودال های ناشی از آب شستگی در طول خط لوله ، افزایش تعادل لوله در شانه ها است که بطور قابل توجهی باعث کاهش گودال های آب شستگی زیر لوله در دهانه آزاد می شود که با نصب تشک های انعطاف پذیر اطراف لوله یا زیر آن ، می توان گودال های آب شستگی را کاهش داد یا کاملا از آنها پیشگیری کرد. محدوده افقی لوله ، باید به اندازه کافی بزرگ باشد ، بطوریکه لبه آب شستگی در حاشیه بیرونی (خارجی) به اندازه کافی کاهش یابد تا از پایداری لوله اطمینان حاصل شود. (Fredse . 2010)

مایع سازی (liquefaction): خاک غیر قابل نفوذ بستر دریا ، وقتی در معرض امواج قرار می گیرد ، می تواند در موقعیت مایع شدن قرار گیرد. زمانی که خطوط لوله در بستر دریا جایگذاری می شوند ، اگر چگالی غوطه وری آنها از چگالی خاک مایع بیشتر باشد ، ممکن است در خاک فرو روند (دفن شوند). به همین ترتیب ، خطوط لوله های دفن شده در خاک ، در صورتی که چگالی غوطه وری آنها کمتر از چگالی خاک مایع اطراف آن باشد ، ممکن است در سطح بستر دریا شناور شوند. (Fredse . 2016)

در زلزله به علت اینکه دامنه نوسان وسیع است و فرکانس بالاتر است ، معمولا تبدیل خاک به مایع در اثر زلزله ، علت اصلی مایع شدن خاک است. (Fredse .2016)

امواج هم می توانند باعث ایجاد حالت مایع در خاک شوند. (Jeng . 2013 – Sumer . 2014)

پایداری جانبی (latral stability): با توجه به پایداری جانبی در خطوط لوله (Wagner et.al . 1989)

واگنر و همکاران یک مدل برای پیش بینی مقاومت خاک در برابر حرکات جانبی خطوط لوله ، شامل اثرات بارگذاری در مدل اصطکاک Culomb ارائه کردند. آنها آزمایشات کامل برهم کنش لوله وخاک را ، شامل آزمایشات بارگذاری جانبی ، یکنواخت ، چرخه ای در 5 نوع شرایط خاک فراساحلی شامل : ماسه و سیلت شل ، شن وماسه شل (ریز و

sina-pub.ir

درشت) ، شن و ماسه متراکم (ریز و درشت) ، خاک رس نرم ، خاک رس سفت انجام دادند. این آزمایشات نشان داد که هرگونه بارگذاریی که موجب افزایش نفوذ لوله در خاک شود ، باعث افزایش مقاومت جانبی نیز می شود و این تبعیت (وابستگی) با مدل معمول کولمب مطابقت ندارد. مدل واگنر (Wagner et.al . 1989) یک مدل تجربی شامل دو فاکتور برای مقاومت جانبی خاک است که به اندازه ، وزن لوله و مقاومت خاک بستگی دارد.

$F_H = F_F + F_R$

- F_H : مقاومت جانبی کلی خاک
- F_F : مقاومت لغزشی
- F_R : مقاومت جانبی مجهول خاک

(Gao et.al . 2002) یک روش بارگذاری هیدرو دینامیک برای درک بهتر فیزیک پایداری جانبی خطوط لوله فراساحلی تحت بارگذاری موج ارائه کردند و با انجام یک سری آزمایشات ، سه مرحله مشخص را در فرایند ناپایداری جانبی لوله مشخص کردند :

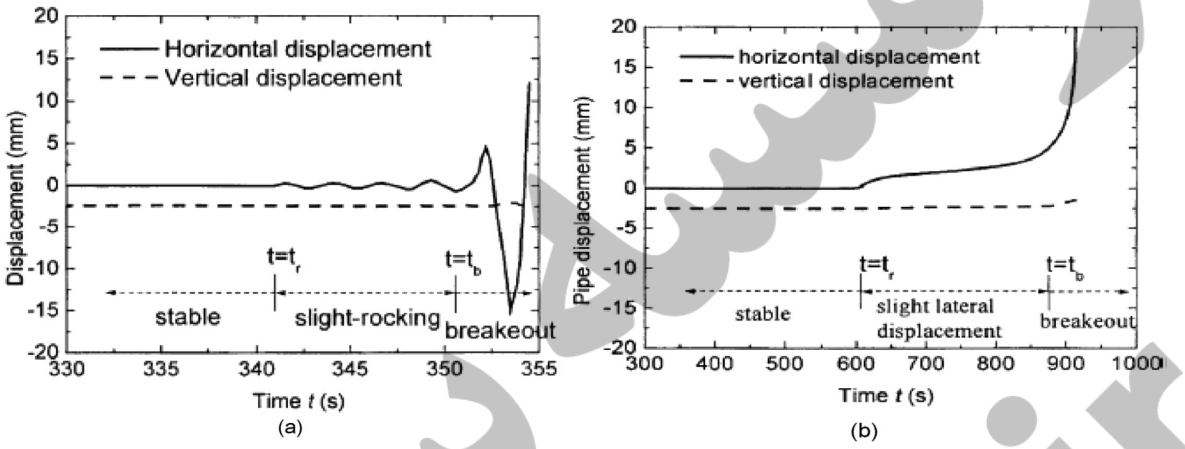
1. آغاز آب شستگی شن و ماسه (sand scour)
2. تحرک یا تکان دادن لوله (pipe rocking)
3. شکست لوله (pipe breakout)

(Gao et.al . 2007) نتایج پایداری خطوط لوله در امواج را با پایداری خطوط لوله در جریان مقایسه کردند. (شکل 3)

(شکل 3 . a) : تحت بارگذاری موج ، پس از پایداری کامل خطوط لوله ، یک تکان جزئی در محل خط لوله رخ می دهد. زمان رخداد این تکان جزئی ، در هر دو نوع بارگذاری (تحت موج وجریان) تقریبا یکسان است (t_s & t_r) . در مرحله آخر ، خط لوله بطور ناگهانی با یک جابجایی افقی بزرگ ، به جلو و عقب حرکت می کند ، در نتیجه لوله پایداری جانبی خود را از دست می دهد.

sina-pub.ir

(شکل 3 . b) : تحت بارگذاری جریان ، لوله پس از پایداری کامل ، بجای تکان جزئی کم ، خاک را با یک جابجایی جانبی که در جهت جریان است ، تحت فشار قرار می دهد و در مرحله آخر که خط لوله پایداری خود را از دست می دهد ، خط لوله با جابجایی های بزرگ ، فقط در جهت جریان حرکت می کند.



شکل 3 : منحنی های زمان – جابجایی لوله ، (a) تحت امواج ، (b) تحت جریان (Gao et.al . 2007)

با توجه به رابطه ی خطی بین بین پارامتر وزن لوله و پارامترهای هیدرودینامیکی که در سال 2002 توسط محققان توسعه یافت ، روابط مختلفی برای پایداری جانبی خطوط لوله در جریان و موج یافت شد که نشان می دهند ، خطوط لوله ای که بطور مستقیم در بستر دریا ، روی بستر شنی قرار گرفته اند ، در جریان ، نسبت به موج با همان سرعت ، پایدارتر باقی می مانند.

محققان یک سری آزمایشات را برای درک رفتار یک خط لوله دریایی بر روی بستر دریا بصورت سیال و مایع انجام دادند که طی آن ، 2 مکانیزم ناپایداری بسته به وزن مخصوص خطوط لوله مشخص شد :

اگر خطوط لوله به اندازه کافی سبک باشند ، زودتر از بستر دریا ناپایدار می شوند ، درحالی که اگر به اندازه کافی سنگین باشند ، ابتدا بایستی بستر دریا دچار ناپایداری شود. همچنین نتایج نشان می دهد که عمق شناوری خط لوله در بستر مایع ، به وزن مخصوص خط لوله و پارامترهای خاک مایع شده بستگی دارد و شرایط موج در آن دخیل نیست.

- شکست لوله های بالارو/ رایزر (Riser Failure):

sina-pub.ir

رایزرها ، در زیر دریا ، یک نوع جریان خط تولید برای انتقال عمودی سیالات یا محصولات از دریا به تجهیزات تولید و حفاری در بالای سطح آب و همچنین در مسیر برعکس ، انتقال از تجهیزات به دریا برای مقاصد تزریق هستند. این لوله ها عمدتا انتقال محصولات هیدروکربنی ، سیالات تزریق ، حمل مایعات و گازها از کف به سطح را دربر می گیرند. رایزرها می توانند صلب یا انعطاف پذیر باشند. در طول عملیات ، این سازه ها تحت اثر بارهای دینامیکی قرار گرفته که این امر می تواند منجر به شکست آنها شود.

با توجه به اهمیت رایزرها برای تولید نفت و گاز ، شکست سازه ای رایزرها میتواند باعث تحمیل خسارت مالی زیادی به اپراتور شود. این امر به کاهش تولید و یا قطع درامد در نتیجه ی قطع روند تولید منجر می شود. همچنین ممکن است منجر به تخریب یا آلودگی محیط زیست شود. (Sen . 2006)

(Cook et.al . 2006) مطالعات خود را بر روی تاسیسات دکل نفتی شرکت BP واقع در خلیج مکزیک GOM انجام دادند و مطالعات مدیریت یکپارچگی را برای طیف وسیعی از از انواع رایزرها مانند : رایزرهای عمودی تحت کشش ، رایزرهای با اتصالات فولادی پیوسته و رایزرهای انعطاف پذیر توسعه دادند. بیشترین احتمال تحدیدات خارجی برای رایزرها ،با توجه به محیط آب اطراف دکل در خلیج مکزیک شامل ، ضربه ، خوردگی شیمیایی خارجی ، تنش بیش از حد ، خستگی ، سایش ،تخریب مواد ، آتش سوزی/ انفجار(در بخش های فوقانی آب) تعیین شد. در میان این تحدیدات خارجی ، شایع ترین آن خوردگی خارجی می باشد.

(Anonubi . 2012) اظهار داشت که علت 70٪ از حوادث مربوط به شکست رایزرها ، به دلیل عامل خوردگی شیمیایی بوده است.

رایزرهای صلب (Rigid risers): پیامدهای شدید ناشی از شکست رایزرها ، معمولا در ارتباط با لوله های انتقال در تولید ، صادرات و تزریق می باشند. رایزرهای مختلفی برای این نوع کاربردها وجود دارند ، اما در بخش تولید ، عمدتا رایزرهای عمودی صلب کاربرد دارند. (Nazir et.al . 2008)

با توجه به مطالعات (Hokstad et.al . 2010) تقریبا 15٪ از رایزرها برای سیستم های شناور در سرتاسر جهان ، از جنس فلز هستند. از این درصد ، 75٪ رایزرها ی تحت کشش (top tensioned risers / TTRs) از سال

sina-pub.ir

1975 از تکنولوژی تکامل یافته برای تولید استفاده می کنند. (MCS . 2009) این نوع رایزرها به عنوان یک کانال از بستر دریا به سمت تجهیزات عمل می کند و در زمان لزوم ، امکان فعالیت کاری مازاد را فراهم می کند. TTRs به علت حرکات پلتفرم سکو و جریان های اقیانوسی ، تحت بار خستگی قرار می گیرند. Thethi et.al . (2005)

در سال 2009 ، شرکت MCS Advanced Subsea Engineering برای بررسی علل و احتمال وقوع خرابی های رایزرهای تحت کشش (TTRs) در اثر عملیات حفاری و فعالیت های مازاد ، تحقیقاتی را انجام دادند.

برای عملیات جانبی و حفاری مجدد ، مهمترین حالت های شکست رایزرها ، علاوه بر خطرات معمول تولید ، شامل خستگی لرزه ای ناشی از حفاری (DIV) و سایش رایزر در تماس مستقیم با مته حفاری می شود. در هر دو حالت شکست ذکر شده ، کاهش ضخامت ناشی از تولید ، یک عامل مهم برای وقوع آن است.همچنین خستگی لرزه ای ناشی از حفاری (DIV) می تواند بطور قابل ملاحظه ای روی دوام رایزرها تاثیر داشته باشد و یا حتی منجر به شکست کامل رایزر شود.

مطالعاتی در مورد راندمان رایزرها در GOM تحت استاندارد DNV-RP-F206 . 2008 ارائه شده است که نمونه هایی از مکانیزم های شکست احتمالی و حالت های شکست آنها را نشان می دهد.

حالت های شکست سیستم عبارتند از :

1. انفجار (burst)
2. فروپاشی (collaps)
3. انقباض با فشار داخلی و خارجی (buckling with external & internal pressure)
4. نشت (leakage)
5. شکست به دلیل خستگی (fracture due to fatigue)
6. گسست ناشی از اضافه بار (rupture due to overload)

مهمترین عوامل شکست عبارتند از :

sina-pub.ir

1. فشار بیش از حد (excessive pressure)
2. دمای بیش از حد (excessive temperature)
3. خوردگی در اثر از بین رفتن مواد (corrosion leading to critical material loss)
4. کشش اضافی (excessive tension)
5. ممان خمشی بیش از حد (excessive bending moment)
6. بارگذاری خستگی بیش از حد (excessive fatigue loading)
7. آسیب فیزیکی به علت ضربه یا هنگام نصب (physical damage by accident or during installation)
8. نقص در ساخت (manufacturing defect)

این مکانیسم ها و حالت های شکست در جدول 1 نشان داده شده است.

جدول 1- نمونه هایی از شکست لوله های بالارو صلب: مکانیسم شکست - علت اولیه - حالت های شکست سیستم (MCS، 2009).

مکانیزم شکست	علت اولیه	حالت های شکست احتمالی
خوردگی شیمیایی خارجی	شکست حفاظت کاتدی	انفجار فروپاشی کمانش تحت فشار خارجی کمانش تحت فشار داخلی
خوردگی شیمیایی داخلی	نشت لوله کشی داخلی	انفجار فروپاشی کمانش تحت فشار خارجی کمانش تحت فشار داخلی ایجاد ترک گسست
ترک خوردگی شیمیایی داخلی	جوشش سیال	ایجاد ترک و شکست
تغییرشکل لوله	ضربه تصادفی فشار خارجی اضافی ممان خمشی	فروپاشی یا کمانش فروپاشی یا کمانش فروپاشی یا کمانش
خستگی	ضربه تصادفی نشت لوله کشی	ترک خوردگی شیمیایی ترک خوردگی شیمیایی

sina-pub.ir

اضافه بار	شکست کشنده فشار داخلی اضافی	گسست یا کمانش انفجار
سایش	فعالیت بیش از حد یا حفاری	انفجار فروپاشی کمانش تحت فشار خارجی کمانش تحت فشار داخلی ایجاد ترک گسست

رایزرهای زنجیره ای فولادی (SCRs) از یک لوله فولادی صلب و دیوار تشکیل شده و نیاز به تجهیزات زیردریای کمتری دارد که باعث می شود ارزانتر از سایر تجهیزات باشد. (Buberg . 2014)

یک (SCRs) ، یک سیستم نسبتا ساده است که در آن رایزر در راستای خط جریان قرار می گیرد که خود از اتصال چند لوله فولادی ، که در طولهای استاندارد به هم جوش داده شده اند ، تشکیل شده است.

SCRsها بطور گسترده مورد استفاده قرار نمی گیرند ، اما آنها گزینه بسیار مناسب برای عملیات دکل و سکوی نفتی با توجه به مزیت مقاومت زیاد در برابر فشار داخلی و خارجی می باشند. با این حال ، از لحاظ شکست ناشی از خستگی ، این رایزرها مستلزم ارزیابی دقیق عمر خستگی هستند. زیرا این لوله ها نسبت به بارگذاری های متفاوت بسیار حساس هستند. (Sen . 2006)

(Kimiaie et.al . 2010) در مطالعه خود اظهار داشتند که دو ناحیه شکست بحرانی در SCRs ها ، می توانند مورد توجه بیشتری قرار گیرند:

1. نقطه سکون (hang-off point)
2. نقطه فرود (touchdown point)

(Sen . 2008) اصلی ترین عوامل آسیب خستگی عبارتند از :

1. حرکت قوسی مرتبه اول (first order vessel motion)
2. رانش آهسته (slow-drift)
3. ارتعاش ناشی از گرداب (vortex induced vibration)

sina-pub.ir

4. خستگی در طول انتقال (fatigue during transportation)

یک مطالعه روی رایزرهای زنجیری فولادی درغرب آفریقا بر اساس DNV-RP-F206 . 2008 صورت گرفت که نتایج مربوط به علل اولیه ، مکانیزم و حالت های شکست در جدول 2 مشخص شده است :

جدول 2- علت اولیه، مکانیزم شکست و حالت های شکست (MCS، 2009).

زیرقطعه SCR	علت اصلی شکست	مکانیسم شکست	حالت های شکست احتمالی
لوله بالارو	فشار داخلی مازاد	آغاز ترک، SCF زیاد، خستگی	نشت، انفجار، شکست، گسست
	سیال فرآیند خارج از طراحی	از بین رفتن فلز داخلی به دلیل خوردگی شیمیایی، ترک	نشت، انفجار، شکست، گسست
	شکست CP	خوردگی شیمیایی خارجی، سوراخ موضعی	انفجار، فروپاشی، شکست، گسست
	دریا	دستگاه بازداری VIV	شکست، نشت
	VIV	خستگی	ترک، نشت
اتصال انعطاف پذیر	حمله ازن به الاستومر	ترک خوردگی شیمیایی الاستومر، نشت اتصال انعطاف پذیر، سختی دروانی نامناسب، ممان خمشی زیاد، آغاز ترک خوردگی شیمیایی	شکست، گسست، نشت، گسست به دلیل تماس/ سایش بین جسم شناور و SCR
	بارگذاری چرخه ای فشاری	ترک خوردگی شیمیایی الاستومر، نشت اتصال انعطاف پذیر، سختی دروانی نامناسب، ممان خمشی زیاد، آغاز ترک	شکست، گسست، نشت، گسست به دلیل تماس/ سایش بین جسم شناور و SCR

sina-pub.ir

		خوردگی شیمیایی	

رایزرهای انعطاف پذیر (Flexible risers): رایزرهای انعطاف پذیر در طول 30 سال گذشته ، به عنوان جایگزینی برای رایزرهای فولادی صلب ، مورد استفاده قرار گرفته اند. (Simonsen . 2014)

از این رایزرها برای عملیات استخراج در مناطقی که رایزرهای صلب اقتصادی نیستند ، استفاده می شود.

تقریبا 85٪ رایزرهای طراحی شده برای سیستم های شناور ، رایزرهای انعطاف پذیر هستند. (Hokstad et.ai . 2010) این رایزرها برای فعالیت های زیر دریا ، در سراسر جهان و عمدتا برای تاسیسات استخراج نفت و گاز نروژ از سال 1986 ، از اهمیت ویژه ای برخوردار هستند. (Leira et.al . 2015)

رایزرهای انعطاف پذیر به دو دسته تقسیم می شوند :

1. رایزرهای انعطاف پذیر با اتصال
2. رایزرهای انعطاف پذیر بدون اتصال

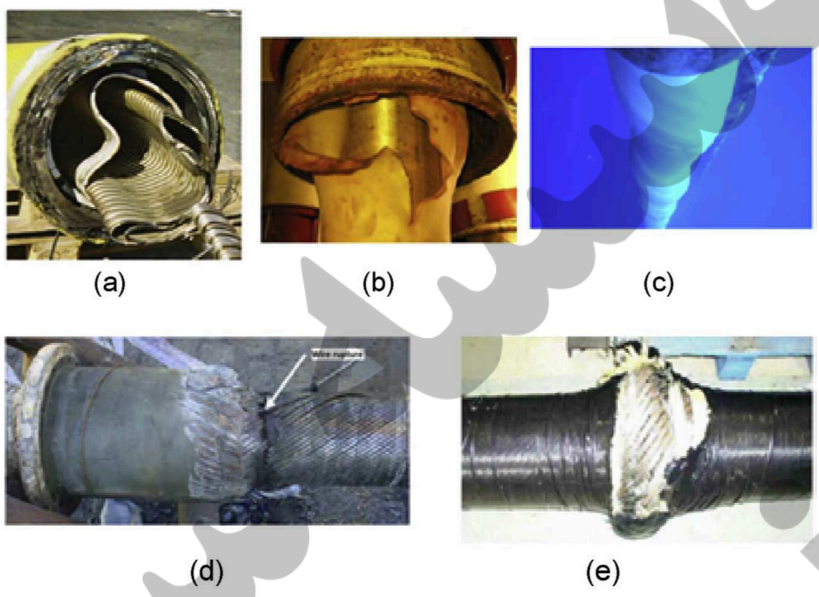
از رایزرهای انعطاف پذیر بدون اتصال ، به طور عمده در صنعت نفت و گاز استفاده می شود. بیش از 3500 رایزر دینامیکی انعطاف پذیر بدون اتصال در سراسر جهان وجود دارند و متوسط عمر این لوله ها ، بیش از ده سال است و تعداد زیادی از این لوله ها ، به زودی به عمر مفید 15 تا 25 سال می رسند. (Muren et.al . 2016)

با توجه به مطالعات (Dos Santos et.al . 2010) ، کیفیت فن آوری رایزرهای انعطاف پذیر ، توانایی پیش بینی انواع مکانیزم های شکست در رایزرهایی که یک سال از عمرشان میگذرد را ندارند که محققان دو دلیل عمده برای این مسئله عنوان می کنند:

1. در زمینه اختراعات ، حول توسعه فن آوری رایزرهای انعطاف پذیر ، الگوریتم و مدل های تخریب به داده های بازار وابسته اند.
2. فقدان تائید صحت طرح (نقشه) مستقل سطح بالا (در اینجا ، منظور از سطح بالا ، کامل بودن تایید ، بدون قضاوت در مورد کیفیت آن است.)

sina-pub.ir

برخی از حالت های شکست (شکل 4) ، که در این بخش شرح داده شده است ، در جدول 3 خلاصه شده است.



شکل 4 : حالت های شکست رایزرهای انعطاف پذیر : (a) فروپاشی بدنه و اسکلت ، (b) گسست پوشش خارجی به علت مسدود شدن لوله های تخلیه ، (c) پیچش در بالای رایزر به علت شکسته شدن سیم های پوشش ، (d) شکست در سیم های پوشش به علت خستگی ، (e) کمانش شعاعی (قفس پرنده) (Simonsen . 2014)

با توجه به پیکربندی پیچیده لایه های رایزر (هر لایه از مواد مختلف ساخته شده است) ، رایزرهای انعطاف پذیر ، آسیب پذیرتر بوده و تعداد بیشتری از حالت های شکست را نشان می دهند.

بر اساس (4 Subsea . 2013) ، در گزارش PSA – Norway ، چندین مورد از رایزرهای انعطاف پذیر ، قبل از رسیدن به عمر مورد انتظار خود ، دچار شکست شده اند ؛ در واقع 25٪ از رایزرهای انعطاف پذیر در نروژ ،بدون مطابقت با اهداف طراحی خود ، جایگزین شدند.

در سال 2009 ، پروژه صنعتی مشترک (JIP) توسط نفت و گاز بریتانیا ، به رهبری SureFlex ، از فعالان صنعت نفت و گاز و سازنده رایزرهای انعطاف پذیر ، و سازمانهای نظارتی آغاز شد. هدف از این پروژه ، جمع آوری اطلاعات مربوط به استفاده از لوله های انعطاف پذیر ، تخریب و حوادث بود. به تازگی اداره ی ایمنی نفت نروژ (PSA) شروع به بررسی اطلاعات آسیب های ناشی از خوردگی (CODAM) جهت ارائه گزارش حوادث سازه های فراساحلی و

sina-pub.ir

سیستم های خطوط لوله در فلات قاره نروژ (NCS) کرده است. از طریق مبادله ای اطلاعات ، استانداردها و دستورالعمل ها ، ساخت ایمن و بهره برداری از رایزرهای انعطاف پذیر، بهبود می یابند.

بر اساس استاندارد (API RP 17B) (Simonsen . 2014) ، نه حالت برای شکست رایزرهای انعطاف پذیر عنوان می کند :

1. فروپاشی (collaps)
2. انفجار (burst)
3. گسیختگی کششی (tensile rupture)
4. گسیختگی فشاری (compressive rupture)
5. خمش بیش از حد (overbending)
6. گسیختگی پیچشی (torsional rupture)
7. خستگی (fatigue)
8. فرسایش (erosion)
9. خوردگی (corrosion)

فروپاشی (collaps) : مکانیزم های شکست که می توانند موجب فروپاشی رایزرهای انعطاف پذیر شوند شامل : نیرو یا فشار زیاد ، ناهنجاری های ساخت ، فرسایش ، خوردگی بدنه و آسیب های حین نصب می شوند. (Simonsen . 2014)

تمرکز موضوع روی لوله های انعطاف پذیر بکار رفته در عملیات استخراج است که خطر اصلی آنها ، محتوای شن و ماسه در سیالات استخراج شده است. زیرا شن وماسه می توانند باعث بروز فرسایش در لایه ی داخلی لوله (بدنه و اسکلت) شده و در نتیجه ، مقاومت در برابر فروپاشی کاهش می یابد. که این وضعیت ، بیشتر در لوله های استخراج گاز اتفاق می افتد.

sina-pub.ir

(Clevelario et.al . 2010) یک مدل عددی برای پیش بینی مقاومت فروپاشی لوله های انعطاف پذیر ، در هنگام خمیدگی (پیچش) ارائه کرد. هدف از انجام این تحقیق ، بررسی و اندازه گیری اثرات خمیدگی (پیچش) ، روی مقاومت در برابر فروپاشی لوله های انعطاف پذیر در آب خیلی عمیق در پریسالت برزیل است.

طبق نظر محققان ، شکل (موقعیت) خمش لوله های انعطاف پذیر، می تواند مهمترین عامل تاثیرگذار روی سازگاری لوله در آب عمیق (تا 2500 متر) باشد ، چون باعث از بین رفتن تقارن بین مناطق منبسط و منقبض لوله می شود. شکاف های بدنه و فشار پوشش در این مناطق متفاوت است و به همین دلیل ، مقاومت کلی فروپاشی لوله کاهش می یابد. با این حال با توجه به مطالعات (Clevelario et.al . 2010) ، برخی از راه حل های ساده طراحی ، می توانند به منظور بهبود مقاومت کلی در برابر فروپاشی لوله های انعطاف پذیر و جبران هر گونه آسیب ناشی از خمش ، اعمال شوند.

براساس داده های (CODAM) ، فروپاشی ، شایع ترین علت بروز شکست در NCS است که بیشتر در رایزرهای دوحلقه ای رخ می دهد. Statoil ، حوادث متعددی در زمینه رایزرها داشته است که از این موارد ، سه مورد این حوادث مربوط به فروپاشی بدنه ی رایزر در میادین Snorre B Njord A, Visund & ، بوده است.

انفجار (burst) : انفجار عمدتا ناشی از گسیختگی کششی یا فشاری پوشش ها ، به علت فشار داخلی بیش از حد است. همچنین گسیختگی پوشش خارجی می تواند ، باعث از بین رفتن یکپارچگی لوله شود. نقص و شکست های دیگر مانند : نقص ساخت ، خوردگی داخلی ، فرسایش و یا سایش خارجی ، می توانند منجر به سست شدن لوله (تضعیف لوله) شوند. (Simonsen . 2014)

(Simonsen . 2014) ، بر دو رویداد که در آنها ، گسیختگی پوشش خارجی باعث انفجار شد ، تاکید کرد:

1. گسیختگی در پوشش خارجی ناشی از نشت (سوراخ شدگی) ، که باعث افزایش فشار داخلی حلقه و انفجار پوشش خارجی شده است.

sina-pub.ir

2. گسست پوشش خارجی ، به این دلیل رخ داد که سیستم تخلیه حلقه ها ، بدرستی کار نمی کرده است. در این حالت ، گاز های پخش شده ، فشار را افزایش داده تا جایی که میزان فشار از مقاومت انفجاری پوشش خارجی بیشتر می شود.

گسست کششی (tensile rupture) : با توجه به اینکه سیم های پوشش کششی ، برای تحمل بارهای بیشتر از بار معمولی طراحی شده اند ، بنابراین نیروهای کششی تنها زمانی مشکل ساز خواهند شد که ، این بارها (نیروهای کشی) بیش از حد بوده و یا باعث کاهش مقاومت سیم ها شود.

براساس گزارش (CODAM) و حادثه SureFlex ، (Simonsen . 2014) ، گسیختگی کششی یک رویداد معمول نیست و به همین دلیل ، درصد کمی از شکست های مشاهده شده ناشی از این نوع شکست می باشد.

(Simonsen . 2014) ، نتیجه گیری کرد که شکست کششی ، به تنهایی تهدیدی برای یکپارچگی لوله نیست و فقط در صورتی که با خوردگی ، سایش و یا هر عامل کاهنده مقاومت لوله ی انعطاف پذیرهمراه شود ، تهدیدی برای یکپارچگی لوله خواهد بود.

گسست فشاری (compressive rupture) : (Ribeiro et.al . 2003) یک مدل اجزای محدود سه بعدی را برای پیش بینی رفتار مکانیکی موضعی رایزرهای انعطاف پذیر تحت فشار، مورد مطالعه قرار دادند و نتیجه گرفتند که سختی فشار محوری ، بسیار پایین تر از تنش است که پوشش های کششی و غلاف های پلاستیکی باعث این رفتار هستند. سیم های بکار رفته در پوشش های کششی ، نه تنها به صورت شعاعی حرکت میکنند ، بلکه همچنین بصورت جانبی باعث ایجاد تنش های خمشی بالا در این سیم ها می شوند و در نهایت ، فشار در رایزرهای انعطاف پذیر ، شکاف بین لایه ها را ایجاد میکند.

یک نوع مکانیسم شکست با نام کمانش شعاعی (قفس پرنده) ، زمانی رخ می دهد که لوله انعطاف پذیر تحت بارهای فشاری بزرگ قرار گیرد ، که نهایتا منجر به نامنظم شدن سیم ها می شود.از این مکانیزم معمولا هنگامی که پوسته خارجی لوله دست نخورده باقی مانده است و مقاومت در برابر انقباض بالا است ، اجتناب می شود. احتمال رخداد این حالت شکست در جریان خطوط استاتیک بیشتر است.برای یک رایزر انعطاف پذیر که به درستی طراحی شده باشد (

sina-pub.ir

با یا بدون پوسته بیرونی دست نخورده) ، مسئله ای ایجاد نمی شود. (Muren . 2007) ، با این وجود ، مطالعات بعدی توسط Sureflex (Simonsen . 2014) اعلام کرد که در سال 2010 ، 5٪ از حوادث مربوط به لوله های انعطاف پذیر در سراسر جهان ، تحت حالت شکست قفس پرنده قرار گرفته اند ، که نشان می دهد که این نوع حالت شکست نیز بایستی مورد توجه قرار گیرد.

خمش بیش از حد (overbending) : طبق گفته ی (Simonsen . 2014) ، احتمال رخ دادن حالت شکست ناشی از خمش بیش از حد در رایزرها ، بیشتر در نقطه فرود (TPD) ، است. خمش بیش از حد تقریبا می تواند تمام لایه های یک لوله انعطاف پذیر را تحت تاثیر قرار دهد.

(Simonsen . 2014) اظهار داشت که بارهای ناشی از خمش بیش از حد ، به روش های مختلف می توانند بر لوله اثر بگذارند:

1. فروپاشی به علت نیروهای فشاری ، که موجب می شود بدنه و پوشش دچار فشار داخلی شوند.
2. گسست پوشش فشاری داخلی یا خارجی ، به علت نیروهای کششی ناشی از خمش بیش از حد.
3. ترک خوردگی پوشش خارجی.
4. باز شدن بدنه و لایه های پوشش فشاری به دلیل کاهش استحکام لوله ، ناشی از تنش خمشی بیش از حد.

اگر چه خمش بیش از حد بر بسیاری از لایه های یک لوله انعطاف پذیر اثر می گذارد ، اما تنها یک مورد حادثه مربوط به این حالت از شکست ، در نروژ گزارش شده است که در این مورد ، شکست در حین نصب اتفاق افتاده است.

گسیختگی پیچشی (torsional rupture) : همانطور که سیم های بکار رفته در پوشش کششی لوله ، در الگوی مارپیچ پیکربندی می شوند ، تحت فشار نیز قرار می گیرند. پیچش بیش از حد منجر به گسست یک یا چند سیم می شود. طبق گفته ی (Simonsen . 2014) ، نیروی پیچشی در هر جهت روی لوله انعطاف پذیر ، مشکلاتی ایجاد می کند ، بطوریکه اگر نیرو در جهت سیم پیچ باشد ، فروپاشی بدنه یا پوشش فشار داخلی رخ می دهد و اگر نیروی پیچشی در جهت مخالف عمل کند ، سیم ها ممکن است دچار تراکم (فشار) بیش از حد شوند که منجر به

sina-pub.ir

خم یا باز شدن سیم های پوشش می شود. به این ترتیب گسیختگی پیچشی در رایزرهای انعطاف پذیر ، می تواند منجر به ایجاد سایر حالت های شکست همچون فروپاشی شود. با این حال ، این مورد به عنوان علت اصلی حوادث گزارش نشده است.

رایزرها در شرایط محیطی سخت (باد ، امواج ، جریان) ،دچار شکست های پیچشی و آسیب های بیشتری می شوند.

خستگی (fatigue) : لوله های انعطاف پذیر ، شکست در اثر خستگی را به دلیل تنش متفاوت در لایه های مختلف تجربه می کنند. حالت های خستگی برای رایزرها در آب عمیق ، به دلیل خمش در ترکیب با کشش زیاد و در ناحیه ی فرود بستر دریا (seabed touch-down) ، به علت خمش همراه با فشار بالا است. این موضوع بر اساس این واقعیت است که ، تقریبا تمام رایزرها در آب های عمیق ، در یک موقعیت (وضعیت) مستقل هستند. (Nielsen et.al . 2008)

بخش دریایی نروژ ، تحقیقاتی در دریای شمال در مورد شکست ناشی از خستگی در لوله های انعطاف پذیر انجام داده است و مشاهده شد که بطور متوسط رایزرهای انعطاف پذیر، فقط در حدود 50٪ از عمر مفید خود را صرف انجام عملیات کرده اند. (Muren .2007)

(De Lemo et.al . 2005) ، اظهار داشت که مهمترین حالت های شکست ناشی از خستگی در رایزرهای انعطاف پذیر ، عبارتند از :

1. خستگی ناشی از ساییده شدن پوشش های کششی
2. خستگی خفیف پوشش های کششی
3. خستگی ناشی از ساییده شدن پوشش های فشاری
4. خستگی در اثر خوردگی
5. خستگی لایه ی پلیمری
6. خستگی در پوشش های انتهایی اتصالات

sina-pub.ir

شکست ناشی از خستگی در سیم های کششی نزدیک به اتصالات انتهایی ، در آب های عمیق ،اتفاقی است که همواره باید مورد توجه قرار گیرد. (Simonsen . 2014) ، زیرا در ناحیه ی نزدیک به اتصالات انتهایی ، تغییر سایز بین رایزر و اتصالات وجود دارد.

این اختلال (شکست ناشی از خستگی در سیم های کششی نزدیک به اتصالات انتهایی) ، به شدت تحت تاثیر خستگی در سیم پیچ های کششی و اتصالات قرار می گیرد.

شکست ناشی از خستگی ممکن است توسط عامل خوردگی تسریع شود. (McCarthy and Buttle . 2012) بیشتر موارد گزارش شده از آسیب در رایزرهای انعطاف پذیر ، مربوط به آسیب دیدگی قسمت بالای رایزر ، نزدیک به خم است که شامل خسارت پوشش خارجی ، خوردگی و یا خستگی شامل خسارت پوشش های کششی و بی ثباتی پیچشی ناشی از گسست کششی می شود. (Elman & Alvim . 2008)

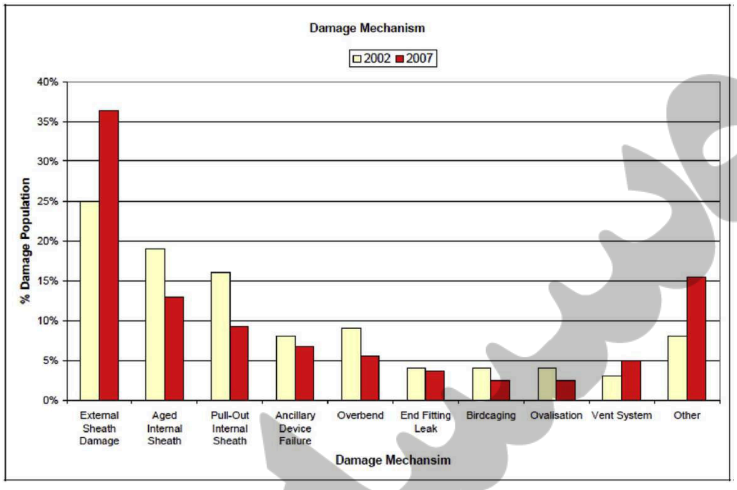
آسیب پوشش های خارجی می تواند منجر به مسدود شدن حلقه (غرق شدن) ، و در نتیجه خوردگی سیم پیچ های کششی و پوشش فشاری ، تخریب لایه های پلیمری ، افزایش خستگی و کاهش عمر لوله شود.

نویسندگانی مانند (Corrignan et.al . 2009 & Kershaw et.al . 2014) ، موافق اند که پوشش خارجی رایزرهای انعطاف پذیر ، بیشترین خطر آسیب دیدگی را بین موج برخوردی و بالارفتن انقباض topsiders hang-off) ، دارند که این باعث خوردگی پوشش کششی یا خوردگی ناشی از خستگی (خوردگی- خستگی) می شود.

(Neilsen et.al . 2008) حرکت سیال و بارگذاری موج را به عنوان محرک خستگی در رایزرها مشخص می کند.

(Sanders & O'Sullivan . 2007) علت عمده ی شکست در رایزرهای انعطاف پذیر را ، آسیب پوشش خارجی معرفی کردند که حدود 37٪ از موارد آسیب دیدگی گزارش شده در سال 2007 در شکل 5 نشان داده شده است.

sina-pub.ir



شکل 5 : نمودار مهمترین علل آسیب لوله های انعطاف پذیر در سال های 2002 و 2007

(Saunders & O'Sullivan . 2007)

(Nielsen et.al . 2008) اظهار داشتند که خاصیت خوردگی – خستگی ، در ارتباط با کاربرد اسید ، بسیار کاهش می یابد. سیم های پوششی می توانند در محیط خوردگی ، تقریبا یا بطور کامل از آب پر شوند که در نتیجه به علت هد فشار استاتیکی ، بطور قابل توجهی تغییر طول می دهند. در ارزیابی خستگی ممکن است به منحنی های مختلف (S – N) ، در طول بخش های رایزر نیاز باشد ، که منعکس کننده ی فشارهای جزئی مختلف اجزای نشت کرده است. (Nielsen et.al . 2008)

طبق گفته ی (Simonsen . 2014) ، با توجه به رشد تحقیقات و فن آوری ها ، تعداد حوادث شکست ناشی از خستگی در لوله های انعطاف پذیر کاهش یافته است. به عنوان مثال ، در نروژ هیچ گزارشی در مورد شکست ناشی از خستگی سیم های کششی در سال های اخیر ، نشده است . با این حال ، هنگامی که عملیات در یک محیط اسیدی مثل برزیل و غرب آفریقا انجام شود ، شکست ناشی از خستگی در پوشش های کششی ، هنوز هم رخ می دهند. اگر چه این یک حالت شکست پیچیده است ، اما با توجه به تاثیرگذاری در همه ی لایه های مختلف لوله ی انعطاف پذیر، می توان با یک عامل ایمنی بالا ، از وقوع آن جلوگیری کرد. با فرض اینکه مکانیزم ها تحت تاثیر عوامل دیگری مثل خوردگی نباشند.

sina-pub.ir

فرسایش (erosion) : (Simonsen . 2014) ، فرسایش به تنهایی علت اصلی از دست دادن یکپارچگی لوله نیست. با این وجود ، فرسایش بطور همزمان با خوردگی اتفاق می افتد و نازک شدن بدنه ممکن است منجر به گسیختگی یا فروپاشی یک لوله شود. در این مورد ، فرسایش ، لایه ی محافظ خوردگی را از بین می برد و بدنه لوله را بیشتر به شکست نزدیک می کند. فرسایش می تواند به دلیل وجود ذرات (شن ، ماسه ، ...) در مایعات و همچنین توسعه هیدرات ها رخ دهد. ذرات با جداره ی داخلی بدنه برخورد می کنند و ضخامت لایه ی فولادی را کاهش می دهند.

فرسایش بیشتر در لوله های استخراج گاز رخ می دهند ، جایی که ذرات جامد با سرعت بیشتری جریان می یابند. با این وجود ، هیچ گزارشی در مورد شکست در لوله های انعطاف پذیر که منحصرا ناشی از فرسایش باشد ، وجود ندارد.

خوردگی (corrosion) : (Simonsen . 2014) ، اظهار داشت که خوردگی به تنهایی عامل اصلی شکست در لوله های انعطاف پذیر نیست. گرچه ، هنگامی که با بارهای استاتیکی یا خستگی بالا همراه شود ، می تواند منجر به از دست دادن یکپارچگی لوله شود.

تماس آب دریا (اشباع شده با اکسیژن) بالایه های فولادی ، باعث اکسیداسیون که دلیلی رایج برای خوردگی است ، می شود. نویسنده به این نتیجه رسید که ، خوردگی بیشتر زمانی اتفاق می افتد که آب دریا و اکسیژن ، به دلیل نقص در پوشش خارجی (غلاف بیرونی) ، به درون حلقه نفوذ می کند.

شکست در هنگام حمل و نصب یک لوله ی انعطاف پذیر ،در صورتی که نقص نادیده گرفته شود ، بطور معمول رخ می دهد که این مشکل به شدت در آمارها مشاهده می شود.

حالت های دیگر شکست : علاوه بر 9 حالت شکست که در بالا توضیح داده شد ، بر اساس استاندارد (API RP 17B) ، 7 حالت دیگر شکست در SeaFlex مورد مطالعه قرار گرفت و توسط (Muren . 2007) ، گزارش شد که این حالت های شکست عبارتند از :

- شکنندگی در برابر هیدروژن (ضعف هیدروژنی) (hydrogen embrittlment)
- ضربه (impact)

sina-pub.ir

- حوادث حفاری (pigging accident)
- پیری (طول عمر) (ageing)
- سایش (wear)
- ارتعاشات در لوله های گاز (vibration in gas pipe)
- تحدیدات لرزه ای محیط (annulus threat environment)

(Swindell & Belfroid . 2007) مسائل فنی مربوط به ارتعاشات تولید شده با دامنه بالا ، ناشی از جریان گاز عبوری از رایزرهای انعطاف پذیر را مورد بررسی قرار دادند. آنها در سال 2009 ، ارتعاش فشار جریان القایی (FIP) از بدنه لوله را مورد بررسی قرار دادند. به گفته آنها ، زمانی که گاز از طریق رایزر انعطاف پذیر عبور می کند ، در هریک از شیارهای داخلی ، گرداب رخ می دهد که باعث ایجاد ضربات فشاری (که خود باعث ایجاد ارتعاش و تحریک فرکانس های مکانیکی طبیعی می شود) ، شده که در نهایت منجر به خستگی لوله می شود.

- شکست کابل مرکزی (Umbilical cable failures):

بطور کلی کابل های زیر دریا شامل : لوله های تزریق با مقاومت بالا در برابر فروپاشی (HCR) ، لوله های ترموپلاستیک برای کنترل هیدرولیک دریچه ها ، کابل های الکتریکی (سیگنال ، کنترل ، منبع تغذیه) ، پوشش های کششی و یا لایه های پلیمری ، می شود.

وقتی یک قطعه در زیر دریا دچار دچار شکست می شود ، اوپراتور دو گزینه ی تعمیر زیر آب و یا ، آوردن تجهیزات به سطح برای تعمیر آن ، را پیش رو دارند. در مورد کابل های مرکزی ، بسته به گسترش آسیب ، اغلب لازم است فرایند استخراج (تولید) متوقف شود. کل کابل را برداشته و آن را جایگزین کرد ، که موجب تحمیل هزینه های بالایی برای شرکت می شود. شکست در کابل های مرکزی می تواند در طول عملیات ساخت (تولید) ، نصب و سرویس های دوره ای رخ دهد.

شکست های کابل مرکزی با توجه به مکانیزم ها ، به عوامل زیر تقسیم می شوند :

1. شکست در اثر کشش یا فشار

sina-pub.ir

2. شکست در اثر پیچش
3. شکست در اثر خستگی
4. شکست در اثر سایش
5. شکست در اثر ایجاد شیار در قطعه

در کل ، بارهای کششی و فشاری در محدوده ی کاری کابل وجود دارند و غالبا توسط پوشش ها و دیگر سیستم های تقویت ، پشتیبانی می شوند.

شکست های ناشی از کشش یا فشار را می توان از طریق حداقل شعاع خم شدن کابل مرکزی و استفاده از توصیه های سازنده برای بارگذاری کششی ، پیشگیری کرد. بطور معمول ، کابل های مرکزی مقاومت پیچشی کمی دارند و به همین دلیل مستعد آسیب دیدن در اثر استفاده ی بیش از حد از بارهای پیچشی هستند.

با توجه به (Bryant . 1990) ، بیشترین خطر آسیب دیدگی در اثر پیچش ، در طول فرایند نصب کابل های مرکزی رخ می دهند. چنین آسیبی ممکن است در نقطه ای نزدیک به شیار و در مخزن اتفاق بیفتد. این مکانیزم شامل نیروی وزن کابل مرکزی است که موجب پیچ خوردگی دراثر کشش ، در نقطه ای می شود که اصطکاک ، مانع از پیچ خوردن کابل مرکزی در آن نقطه می شود. در نتیجه ، آسیب پیچشی باعث ایجاد حالت قفس پرنده و گلویی شدن در سیم های پوششی و یا اجزای پیچ خورده می شود.

بسیاری از مشکلت کابل مرکزی ، مربوط به اثرات پیچشی مانند حلقه زدن است. این اثرات را می توان با پایین آوردن فشار کابل های مرکزی تحت کشش و پوشش های متعادل (همگن) با گشتاور ، کاهش داد. (Bryant . 1990)

یکی دیگر از آسیب های رایج در کابل های مرکزی ، ساییده شدن دراثر خم شدن مداوم و بار چرخشی است. برای جلوگیری از این آسیب ، توصیه می شود پوشش هایی با مقاومت سایشی بالا مانند Kevlar ، برای پوشاندن مواد حساس استفاده شود. علاوه بر این ، برای اطمینان از قرارگیری مناسب اجزای داخلی ، لازم است پرکننده هایی جهت اطمینان از متقارن بودن ، تعیین شوند.

sina-pub.ir

طبق گفته ی (Bryant . 1990) ، بافتن الیاف روی یک لوله هیدرولیکی ، به دلیل تحرک ، باعث آسیب پذیر شدن لوله در برابر آسیب های ناشی از سایش می شود. سازنده لوله باید اطمینان پیدا کند که مقدار این بافت ، برای مقاومت در برابر بارهای تولید شده در اثر فشارهای داخلی ، کافی است و در عین حال این مقدار الیاف در بافت ، منجر به آسیب لوله مشود. شکل 6 ، یک مقطع عرضی از بافت را نشان می دهد که نشان دهنده ی تفاوت میان بافت کم و زیاد است.

بافت با زاویه ی حاد (تند) آستر ، در نمونه 2 نسبت به نمونه 1 ، ارائه می شود که علاوه بر کاهش کارایی و ظرفیت مقاومت بار ، می تواند باعث شکست فشاری در الیاف بافته شده (فیبرهای نخی) شود.

خسارت وارده به شیار ، می تواند به علت کشیده شدن کابل مرکزی در اطراف یک شیار ، رخ دهد که باعث تغییرات سریع در انحنای نزدیک شیار می شود. اگر کابل مرکزی با طول انحنای ثابت خم شود ، هسته در جایی ، در سمت محور کششی و مقطع فشاری کابل مرکزی قرار می گیرد. البته اجزای اصلی تمایل دارند از سمت فشاری به بخش کششی هسته حرکت کنند. همچنین اگر کابل مرکزی بصورت محوری بارگذاری شده باشد ، فشار و نیروی اصطکاک بین اجزای مختلف وجود خواهد داشت. (Waloen et.al . 1993)

(Benjaminsen et.al . 1992) تلاش کردند تا عمر تنش ها و خستگی یک کابل مرکزی الکتریکی تحت بارگذاری محوری را ، که در حال حرکت به جلو و عقب است ، تعیین کنند. محققان آزمایشات خستگی متناوبی را برای بررسی تاثیر عوامل موثر بر خستگی (روانکاری ، قطر شیار ، بار محوری ، نوع هادی و...) ، انجام دادند ، مانند :

sina-pub.ir

1. آزمون های مقاومت خمشی (سختی خمشی) ، برای اندازه گیری نیروی مورد نیاز جهت خم کردن نمونه های مرکزی ، در طیف وسیعی از شیارها ، برای ارزیابی مقاومت خمشی آن.
2. تست حرکت هسته ، برای مطالعه ی کشش نسبی اجزای هسته در طول خم شدن بیش از حد یک شیار.
3. تست انحراف خمشی ، جهت بررسی اثر انقباض دینامیکی (جزئی) و ازدیاد طول (کشش) اجزای داخلی.

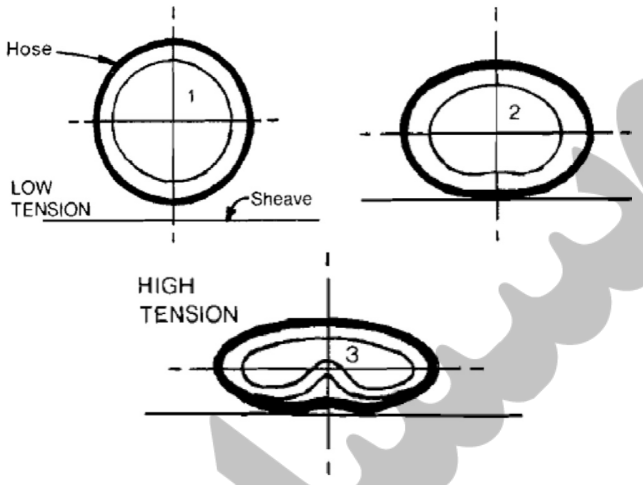
این تست های تجربی ، برای بدست آوردن داده های فیزیکی ، برای توسعه ی یک روش تحلیلی جهت محاسبه ی تنش های داخلی ، که روی ناحیه ی شیار قرار میگیرد ، مهم بود. (Benjaminsen . 1995)

(Ricketts & Kipling . 1995) مطالعات خود را روی آزمایشات خستگی یک کابل مرکزی الکترو هیدرولیکی عبوری از یک شیار ، متمرکز کردند تا اثر بار محوری ، فشار لوله ، قطر شیار و زاویه پیچش را ، بر طول عمر کابل را اندازه گیری کنند. در میان نتایج بدست آمده ، اثرات قطر شیار و زاویه پیچش ، می توانند برجسته شوند. اگرچه واحد الکتریکی مرکزی بوده و از این جهت نزدیک به محور خمشی است ، برای کاهش 33٪ قطر خمش ، کاهش اندازه گیری شده در طول عمر رسانای الکتریکی ، 96٪ بوده است. اثر زاویه ی پیچش نیز ، با کاهش از 180 به 90 درجه تعیین شد ، که باعث افزایش 100٪ طول عمر می شود.

(Bryant . 1990) اکثر آسیب های کابل مرکزی را ناشی از استفاده از شیارهای استاتیک ، مانند صفحات منحنی ، می داند. بارگذاری های سنگین می تواند منجر به از بین رفتن پوشش محافظ ، و در نتیجه مشکلات خوردگی شود. علاوه بر این ، ایجاد شیار در اثر بارهای زیاد ، همچنین می تواند باعث افزایش تنش در اجزای داخلی کابل مرکزی شود که منجر به شکست می شود.

یک مکانیزم شکست خاص را می توام در لوله های هیدرولیکی ، که مربوط به شیار تحت بار کششی است ، مشاهده کرد.

sina-pub.ir



شکل 7 : شکست لوله هیدرولیک تحت ایجاد شیار (Bryant . 1990)

همانطور که در شکل 7 نشان داده شده است ، مراحل شکست در شیار لوله های هیدرولیک عبارتند از : انتقال بین یک لوله کاملا دایره (1) ، یک لوله بیضی شکل (2) و یک نقطه که در آن ، سطح پایین روی خود بر می گردد (3). در این نقطه ، مواد هدایت کننده درون محور کابل مرکزی ، همانطور که در طول شیار کشیده می شوند ، قرار دارند. در بعضی موارد ، این نوع آسیب با افزایش تورم لوله قابل ارزیابی است ، اما طول عمر مواد قطعا کاهش می یابد. در موارد دیگر ، هندسه ی قلبی شکل ، در مقابل تورم مقاومت می کند و انفجارهای بعدی به دلیل جداسازی الیاف بافته شده از آستر ، اتفاق می افتد.

(Rabelo . 2013) پیشنهاد می کند که برای جلوگیری از آسیب در لوله های هیدرولیک ، لازم است لوله های تحت فشار مایع هیدرولیک ، هنگامی که از کابل مرکزی عبور می کنند ، از طریق شیار ها و کشنده ها ، در طول نصب نگه داشته شوند. کابل های مرکزی ، توسط مجاری پشتیبان لوله گذاری (PLSV) ، نصب می شوند. شکل 8 ، یک PLSV مورد استفاده برای نصب کابل های مرکزی را نشان می دهد.

sina-pub.ir

شکل 8: محفظه ی نگهدارنده لوله (PLSV) و کشنده ی آن (Rabelo . 2013)

این مجرا ها ، از کابل های رشته ای مرکزی عبور می کنند و آنها را از طریق کشنده ها آزاد می کنند. کمترین فشار شعاعی روی کشنده ها ، فشاری است که برای حفظ مجموعه معلق در هنگام آزاد شدن ، مورد نیاز است. این بست باید حداقل در طول عملیات آزادسازی ، توسط کشنده تضمین شود و برای آن یک مقدار اسمی تعیین شود (بار شکست مورد نیاز). حداکثر این مقدار (حداکثر بار شکست) ، دو برابر تفاوت بین فشار شعاعی اسمی و حداقل فشار شعاعی است.

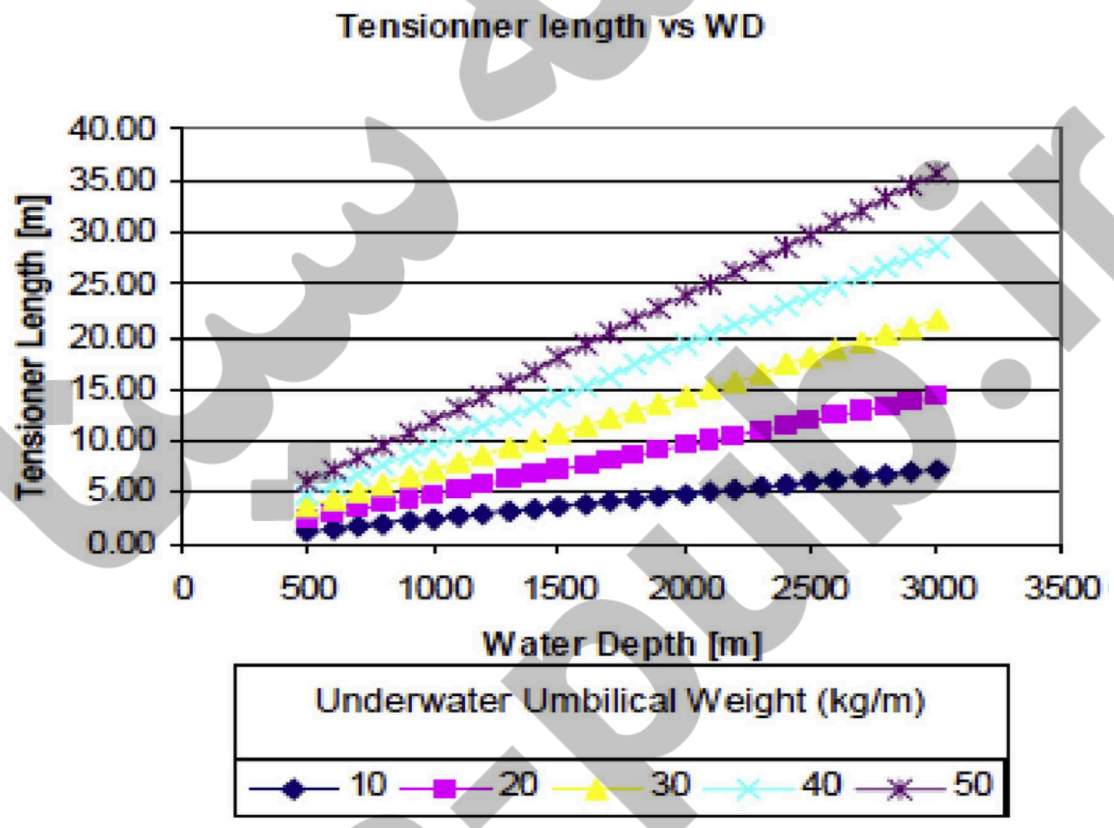
با توجه به (Batrony et.al . 2012) ، محدودیت بار شکست (بار خرد کردن) ، بایستی بصورت واقعی تعریف شود و با استفاده از روش های دقیق حاصل شود. این امر ، نیاز به درک اساسی از مولفه های شکست ، در اجزای سازنده داخلی دارد که به ابزارهای بارگذاری و تجزیه و تحلیل تقسیم می شوند که بر اساس داده های آزمون واقعی، کالیبراسیون شده اند.

(Batrony et.al . 2012) مطالعه مقدماتی روی مقایسه نتایج آزمایشگاهی ، با شبیه سازی اجزای محدود، در نمونه لوله ی فولادی تحت بارگذاری شکست ، ارائه کردند. حداقل فشار شعاعی مورد نیاز در کشنده ها ، تابعی از بار منتقل شده ، ضریب اصطکاک دینامیکی پایین تر بین پوشش خارجی و ساختار کفشک کششی ، طول کشنده و تعداد کشنده هایی است که بطور موثر ، مورد استفاده قرار می گیرند. حداکثر فشار شعاعی مشخص شده (طراحی

sina-pub.ir

بار شکست) ، وابسته به کشش فعال است ، زیرا این امر می تواند کشش سیم های پوشش را پایان داده و اثر خردکنندگی را در لایه های داخلی ، ایجاد کند.

(Dieumegard & fellow . 2003) طراحی و نصب یک کابل مرکزی فلزی ، در آب عمیق را توصیف کرده اند و به بررسی وزن کابل مرکزی و طول کشنده مورد نیاز برای نصب آن در عمق زیاد ، پرداخته اند. همانطور که در شکل 9 نشان داده شده است ، طول کشنده مورد نیاز برای نصب کابل مرکزی در آب بسیار عمیق ، می تواند قابل توجه باشد.



شکل 9 : افزایش طول در برابر عمق آب و وزن کابل مرکزی (Dieumegard & Fellows . 2003)

در هنگام عبور از کشنده ها و راه اندازی چرخ ها ، به قسمت های لبه ، فشار شعاعی وارد می شود و این فشار می تواند باعث خم شدن قابل توجه اجزای داخلی کابل مرکزی شود. علاوه بر این ، پوشش کششی اجزای کاربردی را تحت تاثیر فشار های مکانیکی قرار داده (تسلیم فشار های مکانیکی می کند) ، که باعث ایجاد شکل بیضی در لوله های مرکزی می شود.

sina-pub.ir

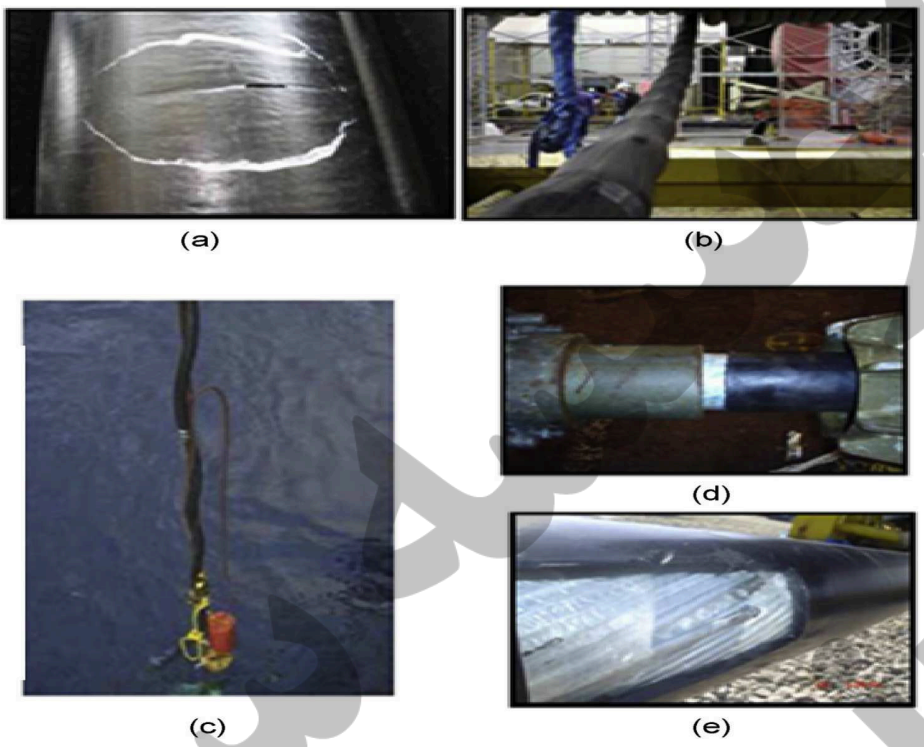
(Rabelo . 2013) نتیجه می گیرد که ، برای جلوگیری از شکست لوله ، لازم است کابل مرکزی را توسط لوله های هیدرولیک ، پر از مایع هیدرولیکی کرد.

(Rabelo . 2013) در یک مطالعه از شرکت Petrobras ، علل اصلی شکست در کابل های مرکزی نصب شده در چاه های تولید را ، بر اساس گزارش های نصب و بازرسی شرکت ، نشریات سایر اوپراتورها و مشاوره با تولید کنندگان کابل های مرکزی ، به منظور مشخص کردن نقص های عمده رخ داده در این تجهیزات ، گردآوری کرد. شکست های اصلی فهرست شده عبارتند از :

1. ترک در پوشش خارجی : ایجاد و انتشار ترک ها در پلی اتیلن با چگالی بالا (HDPE)
2. موج دار شدن : از دست دادن عملکرد اجزای داخلی به علت توضیع تنش غیر مستقیم ، در طول عبور از کشنده های PLSV
3. پیچ خوردگی : پیچ خوردگی در کابل مرکزی و عدم تعادل آن
4. خم شدن پوشش خارجی در HDPE : خم شدگی پوشش خارجی و امکان قرار گرفتن آن در معرض پوشش کششی
5. شکست (پاره شدن) سیم های پوشش کششی : شکستن سیم در نقطه جوش

نقایصی که در شکل 10 نشان داده شده است ، به علت نقص های تولید ، مدیریت یا طراحی بر اساس امکانات تولید کننده ، ایجاد می شوند.

sina-pub.ir



شکل 10 : شکست قسمت مرکزی :

(a) : ترک های موجود در پوشش بیرونی ، (b) : موج دار شدن ، (c) : پیچ خوردگی

(d) : خم شدگی پوسته خارجی HDPE ، (e) : شکست سیم پوشش کششی

(Rabelo . 2013)

به گفته (Rabelo . 2013) مشکلات ناشی از کنترل ، نصب و بهره برداری ، در ارتباط نزدیک با شکست در لوله های هیدرولیکی است. این لوله ها دارای مقاومت کم در برابر فروپاشی هستند و این حالت از شکست ، به عنوان علت اصلی شکست کابل های مرکزی ، به نظر می رسد. (فرو پاشی با افزایش تدریجی حالت بیضی شکل ، در سطح مقطع لوله ظاهر می شود و پس از چندین دوره بارگذاری ، موجب انفجار لوله می شود.) شکل 11 ، شکست یک لوله هیدرولیکی را نشان می دهد :

sina-pub.ir

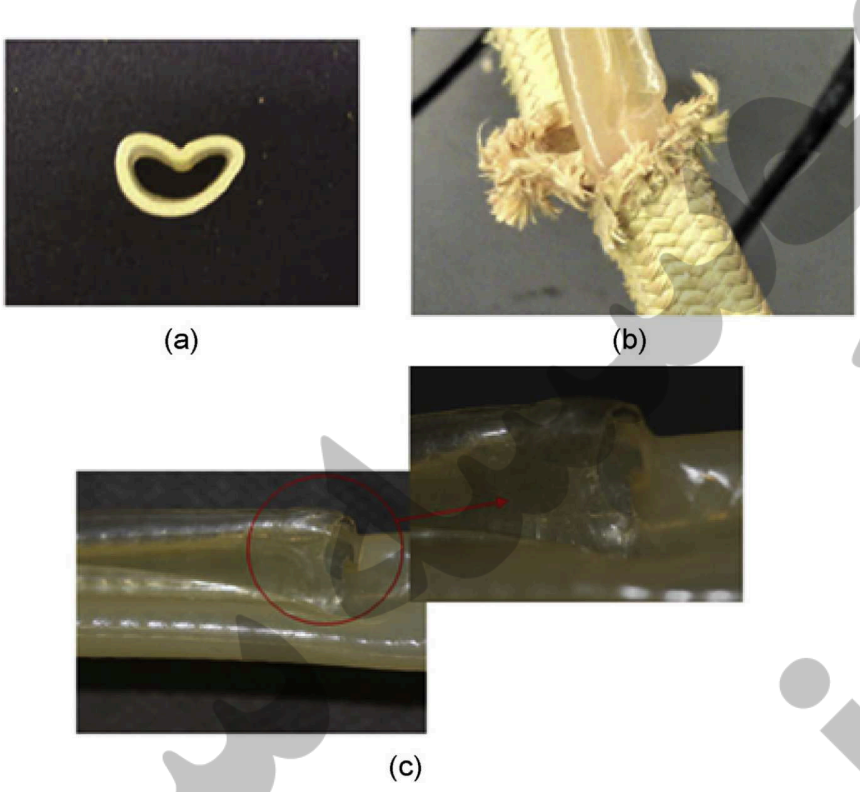
شکل 11 : شکست لوله هیدرولیک تحت عملیات (Rabelo . 2013)

با توجه به محدودیت لوله های هیدرولیک در برابر فشار خارجی (150 ~ 200 psi) ، از آن به عنوان پیش فرض و پیش شرط طراحی استفاده شده و نصب کابل مرکزی در هر عمقی ، باید توسط کابل های تحت فشار داخلی و بدون وجود هوا در داخل آن ، انجام شود. وجود هوا یا سایر سیالات فشرده شده ، باعث ایجاد تغییر شکل (بیضوی) لوله شده که منجر به شکست آن می شود.

(Rabelo . 2013) یک مورد واقعی از شکست لوله هیدرولیکی کابل مرکزی را که مربوط به چاه تزریق GTX-443 ، در آب به عمیق 1181 متر و متصل به سکوی P – 93 ، با عملکرد الکترو هیدرولیکی (شامل 5 لوله هیدرولیکی 8.3 اینچ) را گزارش داد. نشت سیالات هیدرولیکی پس از خارج شدن کنترل شیر ها ، در 4 مورد از 5 لوله ، مشاهده شد. یکی از این لوله ها مورد بررسی قرار گرفت که نهایتا ترکیبی از فشار داخلی و خارجی ، به عنوان مورد احتمالی شکست درنظر گرفته شدند. طبق نظر (Rabelo . 2013) ، یافته های اصلی در علت مورد شکست لوله ها عبارت بودند از :

پارگی پوشش خارجی پلی اورتان ، انفجار در لایه آرامید (ساخته شده از پلاستیک سبک و بسیار محکم) ، انبساط گسترده (چین خوردگی) در امتداد طول نمونه (رنگ زرد نشان دهنده نایلون 11 آستر ، است). شکل 12 ، یک لوله تحت انفجار را نشان می دهد.

sina-pub.ir



شکل 12 : مراحل شکست ناشی از انفجار :

(a) : چین خوردگی در مقطع عرضی لوله ، (b) : گسست لایه آرامید ، (c) : انفجار آستر در ناحیه چین خوردگی

(Rabelo . 2013)

(Almeeide et.al . 2013) تحقیقی در مورد شکست لوله های هیدرولیک به علت بارهای فشاری انجام داد. نویسندگان پیشنهاد ساختار جدیدی را ، برای اجزای داخلی کابل مرکزی دادند تا میزان بار کششی اعمال شده بر روی لوله ، کاهش یابد. برای این منظور ، آزمایش عددی اجزای محدود و آزمایش های تجربی انجام شد. طبق این مطالعات ، به دلیل پیکربندی مارپیچ پوشش های کششی ، بخشی از فشار به لایه های میانی منتقل می شود ، که منجر به شکست اجزای داخلی کابل مرکزی (شامل کابل های الکتریکی ، لوله های هیدرولیک و غیره) می شود. محققان از نتایج عددی (اجزای محدود) متوجه شدند که در آزمایش های دینامیکی ، لوله ها ، اجزایی با سطح تنش بالا بودند. آن ها تغییرات بخش کابل مرکزی را ،برای کاهش سطح کشش ، با تغییر در حرکت اجزای داخلی (لوله های هیدرولیک و کابل های الکتریکی) پیشنهاد دادند. شبیه سازی مقطع جدید ، نشان داد که نسبت به حالت اولیه (که در آن کابل های الکتریکی قبل از تماس با پوشش داخلی ، آزادانه حرکت می کردند) ، بطور معکوس عمل می

sina-pub.ir

کند. با وجود سطح مقطع جدید ، لوله ها بصورت آزاد حرکت می کردند ، که موجب کاهش حدود 53٪ حداکثر تنش میشود. علاوه بر این ، تنش ها در مقایسه با حالت اولیه که در بعضی نقاط ، تمرکز تنش مشاهده می شد ، از توزیع و تقارن بهتری برخوردار است.

اخیرا (Drumond et.al . 2016) ، شکست لوله های هیدرولیکی کابل مرکزی را در اثر بارهای فشاری ، مورد بررسی قرار داد و مواده جایگزینی را ، برای ساخت لایه داخلی لوله پیشنهاد دادند. محققان کار خود را با مقایسه بین مواد مورد استفاده کنونی (پلی آمید 11) و یک الاستومر فلوراید ($Viton^R$) ، انجام دادند. برای مقایسه رفتار مکانیکی هر دو ماده ، تسس کششی محوری ومدلسازی غیر خطی اجزای محدود ، انجام شد. نتایج عددی بدست آمده نشان داد که ، هر دو ماده ی پلی آمید 11 و $Viton^R$ ، تحت فشار خارجی دچار شکست می شوند. با این حال ، پلی آمید 11 پس از فروپاشی دچار تغییرات پلاستیک زیادی می شود که می تواند منجر به پارگی موضعی لوله ، تحت فشار داخلی شود. برای $Viton^R$ ، مشخص شد که مواد در طول فروپاشی ، تغییر شکل می دهند ، اما هنگامی که فشار داخلی اعمال می شود ، تغییر شکل ها بهبود می یابند.

پیشنهاد جایگزینی پلی آمید 11 توسط $Viton^R$ ، نشان داد که $Viton^R$ از نظر شیمیایی با مایع هیدرولیک ، سازگارتر است. سپس آزمایشات طول عمر تحت دما ، برای بررسی جرم از دست رفته پلیمری ، تورم و خواص مکانیکی انجام گرفت و مشخص شد که ، تغییرات خواص مکانیکی ، تورم و اثرات کاهش جرم ، تغییرات قابل ملاحظه ای نیستند. (Drumond et.al . 2016)

تحقیقات قبلی (Legallais et.al . 1993) حالت دیگری از شکست در لوله های هیدرولیکی کابل مرکزی را گزارش داد که عبارت بود از ، توانایی برخی از مایعات و گاز ها برای نفوذ در لایه های لوله ، که با وجود کم بودن میزان نفوذ ، در فواصل زیاد منجر به از دست دادن حجم قابل توجهی از سیال می شد.

(Legallais et.al . 1993) تحقیقات خود را روی سیالی که بطور معمول در چاه ها تزریق می شود (متانول) ، انجام داد. مواد جدیدی بر پایه ی پلی اتیلن متقاطع ، به منظور جایگزینی با پلی آمید 11 یا لایه داخلی پلی استر

sina-pub.ir

لوله های هیدرولیکی ، توسعه داده شد. برای این مواد ، میزان نفوذ متانول متفاوت است ، با دمای 150 تا 5 (g/m^2 برای پلی استر ، و دمای 190 تا 13 (g/m^2) برای پلی آمید 11.

(Legallais et.al . 1993) یک درجه خاص از پلی اتیلن با چگالی بالا ، به نام $Ducoflex^R$ را توسعه دادند. این ماده ، برای تزریق متانول (یا سایر مایعات) قابل استفاده است و می تواند جایگزین پلی آمید 11 یا پلی استر ، در دمای 90درجه شود.

- نتیجه گیری :

این مقاله به بررسی گزارشات مربوط به وقایع ناگوار صنعت نفت و گاز ، در مورد خطوط لوله ، رایزر و کابل های مرکزی پرداخته است.

خطوط لوله ، ساختارهایی هستند که بطور گسترده ، در تاسیسات تولید (استخراج) نفت و گاز استفاده می شودند و گاهی اوقات ممکن است منجر به انتشار هیدروکربن ها شوند. در ده سال گذشته ، 300 مورد حوادث مربوط به خطوط لوله ، اتفاق افتاده است که در 71 مورد از آن ها ، انتشار هیدرو کربن گزارش شده است (Aljaroudi et.al 2015) . . این ارقام ، نیاز به مطالعه عمیق تر در مورد علل شکست های ساختاری را بیان می کنند.

دلایل اصلی شکست خطوط لوله در حین تولید (استخراج) ، با عناوین آسیب های مکانیکی (ضربه یا آسیب اتفاقی) ، خوردگی خارجی یا داخلی ، نقص در ساختار یا مواد یا شکست مکانیکی ، خطرات طبیعی و خستگی ، شناخته می شوند ، که با توجه به رویدادهای شکست گزارش شده ،ضربه (به عنوان شایع ترین علت از حالت های شکست) ، عامل 56٪ از حوادث ، در دریای شمال است.

حالت دیگری از شکست ، مربوط به خوردگی داخلی است که نشان دهنده ی 31٪ از حوادث ، در ایالات متحده است. خوردگی داخلی بطور عمده ، توسط خوردگی میکروبیولوژیکی (MIC) یا ورود دی اکسید کربن (Co_2) همراه با H_2S ، توضیح داده می شود. علاوه بر این ، خمش لوله ، خمش بیش از حد (ناشی از تنش فشاری طولانی مدت ویا افزایش دما در اثر اصطکاک خاک یا در انتهای مقید لوله) ، نیز می توانند از دلایل دیگر شکست باشند. (Simonsen . 2014)

sina-pub.ir

با توجه به اندرکنش خطوط لوله با بستر دریا در اثر امواج یا جریان ، بررسی گسترده ای از تحقیقات توسط Fredse (2016 .) ، در سه موضوع : جوشش آب دریا ، مایع سازی و ثبات جانبی خط لوله ، صورت گرفته است. فرایند جوشش در اطراف خطوط لوله ، وابسته به اندرکنش خط لوله با بستر دریا است که در اثر حرکت خط لوله (به دلیل خمش) در حین فرایند جوششش آب ، رخ می دهد. هنکامی که لوله در یک دهانه آزاد قرار می گیرد ، ممکن است در اثر موج یا جریان ، جابجا شود که این امر ، موجب ایجاد جریان ضربه ای اضافی در اطراف لوله شده ، و باعث انبساط پروفیل بستر می شود. (Sumer et.al . 1989 , Shen et.al . 2000 , Zhao & Cheng . 2010) ، زمانی که خطوط لوله در دریا قرار می گیرند ، ممکن است غرق شوند. اگر تراکم غوطه وری آن ها ، بالاتر از تراکم خاک مایع باشد ، خاک چسبنده بستر دریا در اثر موج ، در معرض مایع شدن قرار می گیرد. به همین ترتیب خطوط لوله های دفن شده ممکن است در صورتی که چگالی غوطه وری آن ها ، پایین تر از چگالی خاک مایع شده اطراف باشد ، در سطح تخت (bed surface) شناورشوند. (Fredse . 2016)

(Teh et.al . 2003 , Gao .et.al . 2002) سه مرحله مشخص در فرآیند ناپایداری جانبی لوله ، شناسایی کرده است :

1. شروع جوشش شن و ماسه (onset of sand scour)
2. تکان دادن لوله (pipe rocking)
3. شکست لوله (pipe breakout)

رایزرهای صلب را می توان به رایزرهای کششی (TTR) و رایزرهای زنجیره ای فولادی (SCR) تقسیم کرد. یکی از عوامل ایجاد شکست در رایزرهای کششی ، حوادث عملیات حفاری می باشد که ارتعاش ناشی از عملیات حفاری و سائیدگی در اثر تماس با مته حفاری ، منجر به شکست ناشی از خستگی در رایزرهای کششی میشود.

با وجود اینکه رایزرهای زنجیره ای فولادی بطور گسترده استفاده نمی شوند ، گزینه ی مناسبی برای آب های عمیق هستند. با این حال SCR ها ، به علت تاثیر پذیری زیاد از بارهای چرخه ای ، نسبت به خستگی حساس هستند. دو

sina-pub.ir

ناحیه ی خستگی مهم در SCR ها وجود دارد : نقطه فراز (hang-0ff) و نقطه فرود (touch dowe) ، جایی که ممان خمشی زیاد است.

با توجه به (Hokstad et.al . 2010) ، حدود 85٪ از رایزرها در سیستم های شناور ، از نوع انعطاف پذیر هستند. این مقدار (85٪) با توجه به کاربرد وسیع آن در صنعت ، توجه زیادی به حالت های شکست احتمالی دارد. پس از بررسی جامع مطالعات ، برخی از حالت های شکست مشخص شدند که عبارتند از :

- فروپاشی (collapse)
- انفجار (burst)
- گسست کششی (tensile rupture)
- گسست فشاری (compression rupture)
- خمش بیش از حد (overbending)
- گسست پیچشی (torsional rupture)
- خستگی (fatigue)
- فرسایش (erosion)
- خوردگی (corrosion)

اگرچه رایزرهای انعطاف پذیر ممکن است به طرق مختلف دچار شکست شوند ، فروپاشی به دلیل فشار خارجی ، به عنوان پر تکرارترین حالت شکست گزارش شده است. موارد شکست مربوط به گسست پوشش کششی و انفجار نیز گزارش شده است.

(Bryant . 1990) شکست ناشی از : تنش یا فشار ، پیچش ، خستگی ، سایش و ایجاد شیار روی بدنه را به عنوان علل ایجاد شکست ، گزارش کرد. آخرین مورد مکانیزم شکست با تکرار زیاد ، مربوط به استفاده از شیار استاتیک ، مانند صفحات منحنی در هنگام نصب کابل مرکزی ، است.

sina-pub.ir

یکی دیگر از نویسندگان (Rabelo . 2013) فهرستی از نقایص کابل های مرکزی را مطرح کرده است. از قبیل : ترک در پوسته خارجی ، موج دار شدن ، تاب برداشتن ، خمش پوشش خارجی و شکست سیم های پوشش کششی.

از نظر ساختار تجزیه و تحلیل ، بعضی از عوامل کلیدی باید ، با توجه به نقص گزارش شده ، یعنی : عمق آب ، پیچیدگی ساختار و شرایط محیطی ، بررسی شود. افزایش عمق آب بطور بلقوه ، نصب و بهره وری از چنین سازه هایی را خطرناک تر می کند. زیرا بارهای درگیر ، مانند : کشش محوری ، فشار خارجی ، خمش و پیچش ، بیشتر است. اغلب ، نقص های گزارش بطور مستقیم ، به شرایط بارهای اضافه و یا ترکیبی از آن ها مربوط می شود. همچنین پیچیدگی ساختاری نیز ، حالت های پاسخ مکانیکی و قابلیت های شکست را افزایش می دهد. واضح است که ، لوله های چند لایه و کابل ها ، مکانیزم شکست بیشتری را نسبت به سازه ی یک دیواره ، ارائه می دهد.

در نهایت ، شرایط محیطی همیشه برای چنین ساختارهای مهندسی مضر است. این شرایط می توانند ، خوردگی (شیمیایی تهاجمی) ، دینامیکی (مسبب خستگی) و گاهی اوقات ، شرایط شدید آب و هوایی باشد. به همین دلیل ، طراحی ، نصب و بهره برداری خطوط لوله ، رایزر و کابل های مرکزی همیشه کار چالش برانگیزی است.