بومی سازی ، تدوین و اجرای استراتژی **RBI** در بخش دی اتانایزر واحد اُلفین پتروشیمی آریاساسول

اویل ایندااستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

نویسندگان:آقای عابد اسماعیلی، فاطمه درلیک، سارا هواشی نژادیان. ایمیل: Esmaeiliad@aryasasol.com

چکیده: امروزه توجه روز افزونی نسبت به مقوله ریسک و روش های مبتنی بر ریسک جهت تدوین استراتژی های بازرسی، نگهداری و مدیریت در صنایع فرایندی نفت ،گاز،پتروشیمی و صنایع نیروگاهی سراسر جهان از جمله ایران بوجود آمده است. تکنولوژی بازرسی بر مبنای ریسک به صاحبان صنعت این توانایی را می دهد تا محدوده ای از فاکتور های کلیدی، نظیر در نظر گرفتن سطح قابلیت اعتماد به تجهیزات، و همچنین ایمنی، بهداشت و محیط زیست و مسائل مالی را در فرایند های تصمیم گیری خود در نظر داشته باشند. بازرسی بر مبنای ریسک(RBI)، ابزاری مدیریتی جهت اولویت‌بندی ریسک‌های مربوط به سیستم‌های تحت فشار و ارائه برنامه بازرسی براساس آن می باشد. محل اجرای این پژوهش (بخش دی اتانایزر واحد فرایندی الفین شرکت پلیمر آریاساسول که شامل 22 تجهیز اعم از برج و ظروف تحت فشار و مبدل می باشد که فرایند این واحد ظرفیت تبدیل سالیانه ۱۲۶۷۰۰۰ تن گاز اتان و تولید ۱ میلیون تن اتیلن را دارد)، به گونه‌ای انتخاب شده که دارای تنوع تجهیزات فرآیندی می باشد. نتیجه تحقیق، تعیین دستورالعمل اجرایی سیستم RBI، اجرای موفق آن و تعیین تاریخ مناسب برای تعمیرات اساسی واحد براساس برنامه خروجی بازرسی بر مبنای ریسک(سال ۲۰۱۵) می باشد. از طرفی تجهیزاتی که زمان بازرسی آن‌ها قبل از تاریخ ذکر شده می باشد، تحت مدیریت کاهش ریسک مورد ارزیابی قرار گرفته و زمان تعمیرات اساسی آنها از سال ۲۰۱۳ به سال ۲۰۱۵ افزایش پیدا کرده که این تصمیم، موجب کاهش هزینه‌های توقف تولید و بازرسی و تعمیرات، افزایش ایمنی و قابلیت اعتماد تجهیزات به میزان قابل ملاحظه ای گردیده است.

کلید واژه ها: بازرسی بر مبنای ریسک (RBI)، دی اتانایزر، مدیریت ریسک، کاهش ریسک، برنامه بازرسی.

Domestication, codification and implementation of RBI strategy in the deethanizer section in the olefin unit of Aryasasol petrochemical company.

A.Esmaeili; F.Darlik; S.Havashi Nejadian

Abstract:

Todays, the concept of risk and its based methods has great importance around the world to formulate strategies for the inspection, maintenance and management in process industries of oil, gas, petrochemical and power industries. risk-based inspection technology enable the industry owners to issue in their decision a range of key factors, such as level of the equipment reliability, safety, health, environment and financial. RBI is a management tool to prioritize the risk of pressure systems and provide inspection plan based on the prioritization.

The implementation of the research place is ASPC polymer co, Olefin process, Deethanizer Unit which has 22 process equipment ranging from tower, pressure vessel and exchanger. The process capacity of Deethanizer unit transforms 1267000 tons ethane and 1 million tons ethylene per year. The result of research is to determine the work instruction, customize standard methods, of RBI system, its successful implementation and the appropriate date (2015) for unit's overhaul based on RBI. On the other hand, the equipment that its inspection date is prior to the mentioned date has been evaluated under the risk management (mitigation) and its overhaul date has increased from 2013 to 2015. It considerably has reduced the cost of production stopping, inspection and maintenance (about 69,000,000 $) and also has enhanced safety and equipment reliability.

Keywords: Risk Based Inspection, Deethanizer, Risk management, Mitigation, Inspection plan.

عابد اسماعیلی ۰۹۱۷۷۷۷۰۹۰۳ آدرس: بوشهر- منطقه ویژه اقتصادی پارس جنوبی- شرکت پلیمر آریاساسول

مقدمه: با توجه به اهمیت و نیاز مبرم به اجرای سیستم مدیریت بازرسی بر مبنای ریسک در واحد های فرایندی حساس مانند پتروشیمی ها و پالایشگاهها و همچنین تحریم های موجود می بایست دستورالعمل اجرایی بومی و قابل دسترسی وجود داشته باشد که لزوم استفاده از این متد را توجیه می کند. این متد بصورت نیمه کمی طراحی شده که پیچیدگی های متد کمی و غیر قابل اطمینان بودن متد کیفی را ندارد و تلفیقی از محاسبه احتمال ازکارافتادگی مطابق با استاندارد API 581, 2000 و پیامد از کارافتادگی مطابق با دستور العمل شرکت Sasol آفریقای جنوبی می باشد. در API 581, 2000 برای محاسبه احتمال ازکارافتادگی از شش فاکتور اصلی استفاده شده که یکی از این فاکتور ها به نام فاکتور تجهیزات(EF) برای این پروژه کاربردی نبوده چون مرتبط با حالت کلان محاسبه ریسک در مقیاس بین واحدی یا بین سازمانی می باشد و در مقیاس بین تجهیزی در این پروژه بی اثر بوده است. این نقیصه باعث شد که فاکتور جایگزینی به نام فاکتور عمرباقی مانده (RLF) طراحی و محاسبه گردد. این فاکتور رابطه بین کاهش عمرباقی مانده و افزایش ریسک را نشان می دهد. همچنین فاکتور دیگری بنام فاکتور تجربی (EXF) به منظور لحاظ کردن تجارب موجود در زمینه تجهیزات و تاریخچه تعمیرات برای تعدیل در ریسک آن تجهیز طراحی شده است.

روش تحقیق:

مرحله اول-تشکیل تیم RBI: از آنجایی که یک بازرسی بر مبنای ریسک نیمه کمی به تخصص کارشناسان وابسته است، پرسنل شرکت‌کننده در جلسات، بایستی آموزش لازم در زمینه مربوطه را داشته باشند. (مطابق با استاندارد API 580)

مرحله دوم-جمع آوری اطلاعات و داده های مورد نیاز در سیستم ارزیابی ریسک: در این مرحله داده‌های فنی تجهیزات و اطلاعات فرآیندی بخش دی اتانایزر بطور کامل جمع‌آوری و در بانک اطلاعات داده‌ای ذخیره می‌شود. در جدول یک برخی از اطلاعات مورد نیاز برای آنالیز ریسک آمده است.

جدول ۱: شناسنامه فرآیندی برخی از تجهیزات

Tag NO	Stream	Medium	Design Temp(° C)	Operating Temp(°C)	Design Pressure(Barg)	Operating Pressure (Barg)	Volume (L)	General Material
30-D-406	Shell	Hydrocarbons	-54/60	-16.2	25.3	21.1	25330	A537 CL1N
30-E-420	Shell	DEETHANIZER FEED	-50/60	-11.8	24.9	24	1315	A516 Gr70N
30-E-420	Tube	PROPYLENE REFRIGRANT	-48/60	3.5	14	5	489	A334 GR 6
30-D-402	Shell	Hydrocarbons	105/60-	-69	36.6	31	22670	A240-Gr 304L
30-D-412	Shell	Water/Steam/H/HC/Air/ N	420	405	0.3	0	7650	A516 Gr70
30-T-402	Shell	Hydrocarbons	-52/100	-12.8	25.7	23.4	195000	A537 CL2

مرحله سوم-فرآیند تعیین ریسک تجهیزات: این ریسک با توجه به پیامد و احتمال از کارافتادگی طبق شکل ۱ (ماتریس ریسک) مشخص می شود:

LOF						
	5	H(1)	H(2)	H(3.5)	E(4)	E(5)
	4	M(0.8)	M(1.6)	H(2.4)	H(3.2)	E(4)
	3	L(0.6)	M(1.2)	M(1.8)	H(2.4)	E(3)
	2	L(0.4)	L(0.8)	M(1.2)	M(1.6)	H(2)
	1	N(0.2)	L(0.4)	L(0.6)	M(0.8)	H(1)
		0.2	0.4	0.6	0.8	1
		COF				

شکل ۱- ماتریس ریسک

احتمال وقوع از کار افتادگی: به روش کیفی ارزیابی شده است که شامل فاکتورهاییست که در زیر به آن اشاره شده است لازم به ذکر است که جداولی که در استاندارد API 581,2000(Appendix A) وجود دارند بدلیل محدودیت تعداد صفحات در مقاله آورده نشده اند:

فاکتور عمر باقیمانده(RLF): این فاکتور برای ریسک مرتبط با عمر مفید تجهیزات است. مقدار RLF، طبق جدول انتخاب می‌شود.

$$RL = (T_a - T_{min})/CR \qquad CR = (T_0 - T_a)/T$$

T_0 = ضخامت اصلی، T_a = ضخامت واقعی، T= فاصله زمانی بین ضخامت سنجی و ضخامت اصلی، T_{min}= حداقل ضخامت دیواره. در جدول ۲ محدوده ی تعیین این فاکتور مشخص شده است.

جدول ۲

عمر باقی مانده	کمتر از ۵ سال	بین ۵ تا ۱۰ سال	بین ۱۰ تا ۲۰ سال	بیشتر از ۲۰ سال
فاکتور عمر باقی مانده	۱۵	۱۰	۵	۰

فاکتور تخریب (DF): این فاکتور معیاری برای اندازه گیری ریسک مکانیزم‌های تخریب شناخته شده ای که فعال هستند یا به طور بالقوه در عملیات مورد ارزیابی فعال می‌باشند، هست. مقدار کل DF برابر خواهد بود با مجموع سطر های ۲ تا ۱۲جدول استاندارد می باشد [۱]. (حداکثر مقدار ۲۰ است)

فاکتور بازرسی (IF): این فاکتور معیاری برای تشخیص اثر بخشی برنامه بازرسی است.

مرحله اول و دوم: به چالش کشیدن اثر بخشی برنامه بازرسی سیستم لوله کشی. مقادیر IF1 و IF2 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله سوم: آیا برنامه بازرسی جامع است؟ مقدار IF3 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود و در نهایت مقدار کل IF برابر با مجموع ۱۴ تا ۱۶.

فاکتور وضعیت (CCF): برای به چالش کشیدن اثر بخشی تعمیر و نگهداری واحد. مقدار کل CCF برابر است با مجموع ۱۸ تا ۲۰.

مرحله اول: در یک بازرسی از واحد، نظم ظاهری چگونه ارزیابی میشود؟ مقدار مناسبی برای CCF1 با توجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله دوم: کیفیت طراحی و ساخت واحد تولیدی. مقدار مناسبی برای CCF2 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله سوم: مواردی که در بازبینی اثر بخشی برنامه تعمیر و بررسی می‌شوند. مقدار CCF3 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

فاکتور فرآیند (PF): سنجش پتانسیل عملکردهای غیر عادی که منجر به نشت مواد شود. مقدار PF برابر است با مجموع ۲۲ تا ۲۴.

مرحله اول: تعداد وقفه های که به طور متوسط در فرایند رخ می دهد. مقدار مناسبی برای PF5 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله دوم: ارزیابی پتانسیل برای افزایش متغیرهای کلیدی فرآیند در عملیات. مقدار PF2 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله سوم: سنجش پتانسیل ابزارهای حفاظتی که درصورت رسوب، دستگاه راغیرفعال میکند. PF2 با توجه به جدول استاندارد انتخاب می‌شود.

فاکتور طراحی مکانیکی (MDF): این فاکتور جنبه‌های مشخصی از طراحی تجهیزات مورد استفاده در عملیات را به چالش می‌کشد.

مرحله اول: مقدار مناسبی برای MDF1 باتوجه به جدول استاندارد انتخاب می شود.

مرحله دوم: مقدار مناسبی برای MDF2 از موارد بالا انتخاب می شود. مقدار کل MDF برابر با مجمع سطر های ۲۶ و ۲۷.

فاکتور تجربی(EXF): برای افزایش LOF در مسائل احتمال مکانیزم آسیب در تجهیزات. بین ۱ تا ۱۰ یک عدد انتخاب می شود.

تعیین دسته بندی احتمال: فاکتور احتمال برابر است با مجموع سطر های ۱ , ۱۳ , ۱۷, ۲۱ , ۲۵ , ۲۸ و ۲۹(هفت فاکتور فوق).[۱]

پیامد وقوع ازکار افتادگی: این پیامد به روش کمی محاسبه می‌شود که شامل سه فاکتور ایمنی، آلودگی و تولید است. [۲]

$$\frac{[C_{Saf} + C_{Pol} + C_{Prod}]}{12} = \text{Normalized Consequense with value of 0 yo 1}$$

فاکتور پیامد ایمنی (Csaf): این پیامد شامل فاکتور های دما (Ft)، فشار (Fp)، محتویات (Fi) و مقدار محتویات (Fis) است.

$$Csaf = \frac{Ft \times Fp \times Fi \times Fis}{25} \qquad \text{(Max value = 4)}$$

پارامتر دما (Ft): در دمای پایین تر از ۱۰- سانتیگراد و بالاتر از ۷۰ درجه سانتیگراد $F_t = 2$ و در غیر این صورت $F_t = 1$ می‌باشد.

پارامتر فشار (Fp): چنین تلقی می‌شود که خطر ناشی از نشت سیال با مقدار فشار سیستم مورد نظر نسبت داشته باشد که در جدول ۳ مشاهده می شود.

جدول ۳

فشار (brag)	P ≥ 30	10 ≤ P < 30	5 ≤ P < 10	0.5 ≤ P < 5	P < 0.5
فاکتور ریسک عنصر فشار(Fp)	۵	۴	۳	۲	۱

پارامتر سیال (Fi): این پارامتر باید توسط واحد مهندسی فرآیند تعیین شده و به مقادیر ۱ تا ۵ تقسیم‌بندی گردد.

پارامتر اندازه سیال (Fis): این پارامتر مربوط به حجم تجهیزات می باشد و فرض بر آنست که کل حجم داخلی تجهیز را سیال در بر گرفته است که بدترین حالت برای محاسبه ریسک در نظر گرفته شده باشد. جدول ۴ بیانگر این پارامتر است.

جدول ۴

اندازه سیال(لیتر)	V ≥ 5000	500 ≤ V < 5000	50 ≤ V < 500	20 ≤ V < 50	V < 20	V = 0
ریسک فاکتور اندازه سیال	2.0	1.9	1.8	1.6	1.4	1.0

فاکتور پیامد آلودگی (Cpol): بیانگر تاثیر انتشار محتویات به محیط است که واحد مهندسی آن را مشخص می‌کند. (Max=2)

فاکتور پیامد تولید (Cprod): متمرکز است بر تاثیر خرابی هر تجهیز بر تولید که از ضرب فاکتور تعمیر و قابلیت کارکرد بدست می‌آید.

فاکتور قابلیت کارکرد (Fop): این فاکتور تاثیر خرابی تجهیزات بر تولید را می‌سنجد که اگر در صورت خرابی یک تجهیز اصلا امکان تولید نباشد فاکتور آن را ۳ در نظر می‌گیریم و اگر در تولید خساراتی بوجود بیاید ۲ و در صورت بی تاثیر بودن فاکتور آن ۱ خواهد بود.

فاکتور تعمیر (Frep): با توجه به پیچیدگی و نوع تجهیز و زمانی که طول می کشد تا بعد از تعمیر به سرویس برگردد، مقدار این فاکتور طبق جدول ۵ بدست می‌آید:

جدول ۵

Item Affected		Factor (Frep) Repair
Description	Characteristic	
Pressure vessel	PWHT	2.0
	Not PWHT	1.8
	PWHT – all diameters	2.0
	Not PWHT – diameters 12” and higher	1.8

Pipe work	Not PWHT – over 2” and up to 12”	1.6.
	2” and below	1.3
Transmission flow line	As welded or PWHT all diameters	2.0

مرحله پنجم-برنامه ریزی جهت بازرسی: براساس نوع تجهیز، میزان ریسک بدست آمده و با استفاده از مکانیزم‌های از کار افتادگی برنامه‌ای جهت بازرسی دوره‌ای تدوین می‌گردد که نتایج تجهیز در بخش سوابقش ثبت می‌شود و طبق جدول ۶ زمان بازررسی تجهیزات مشخص می‌شود.

جدول ۶: رابطه گرید بازرسی با دوره های بازرسی

		Risk Rank					
		1	2	3	4	5	
Inspection Grade	1	72	60	48	36	24	* No previous inspection history, or * Inadequate inspection history.
	2	96	90	72	48	36	* At least 1 previous inspection, and * No deterioration found.
	3	120	120	96	72	48	* At least 2 previous inspection. * At least 1 previous RBI inspection and * No unexpected deterioration found.
	4	120	120	120	96	60	* At least 3 previous inspection. * At least 2 previous RBI inspection and * Only predictable deterioration found.

مرحله ششم-مدیریت وکاهش ریسک: فرایند مدیریت ریسک پس از طبقه‌بندی تجهیزات و با توجه به حد آستانه ریسک انجام می‌شود. برای ریسک هایی که غیر قابل پذیرش تشخیص داده می‌شوند، اعمال تخفیف دهنده ریسک مناسب نظیر تعویض یا تعمیر تجهیز یا قسمتی از آن، تغییر شرایط فرآیندی مانند دما و فشار، طراحی مجدد تجهیز، ایزوله کردن اضطراری و غیره توصیه می‌شود (API 580).

مرحله هفتم-ارزیابی مجدد: RBI ابزاریست که می‌تواند ارزیابی ریسک‌های جاری و نیز ریسک‌های پیش بینی شده آینده را فراهم کند. [۳]

نتایج میزان پیامد ازکار افتادگی: با توجه به نتایج حاصل از میزان پیامد ازکار افتادگی مشخص شد که ۱۳٫۶۳٪ از میزان پیامد از کار افتادگی در سطح بسیار زیاد، ۲۲٫۷۲ ٪ در سطح زیاد، ۵۴٫۵۴٪ در سطح متوسط و ۹٫۰۹٪ در سطح پایین است.

بیشترین درجه از کارافتادگی مربوط به مبدل ۴۲۰، درام ۴۰۶ و برج ۴۰۲ و کمترین درجه مربوط به مبدل ۴۲۶ و درام ۴۱۲ می باشد. جدول ۷ جهت شناسایی محدوده ی پیامد از کار افتادگی قابل استفاده است.

جدول ۷: محدوده تعیین سطح پیامد از کارافتادگی

COF Category	N	L	M	H	E
COF(0-1)	0-0.2	0.2-0.4	0.4-0.6	0.6-0.8	0.8-1

نتایج میزان احتمال از کار افتادگی: با توجه به نتایج حاصل از این احتمال مشخص شد که ۵۰٪ از تجهیزات در سطح ۱ و ۵۰ ٪ از تجهیزات نیز در سطح ۲ هستند. مبدل‌های (A,B)۴۲۲، مبدل ۴۳۳ و برج ۴۰۲ از بیشترین میزان احتمال از کار افتادگی برخوردار می‌باشند. جدول ۸ جهت شناسایی محدوده ی احتمال از کارافتادگی قابل استفاده است.

جدول ۸: محدوده ی تعیین احتمال ازکارافتادگی

LOF Category	۱	۲	۳	۴	۵
LOF Factor	0-15	16-25	26-35	36-50	51-75

نتایج ارزیابی زمان بازرسی بر اساس ریسک و سطح بازرسی: پس از دست یابی به نمره ریسک تجهیزات می بایست متدی برای تعیین زمان بازرسی وجود داشته باشد تا در تدوین برنامه بازرسی راهنما باشد. در واقع در اولین مطالعه RBI در این پروژه با توجه به اینکه برخی از تجهیزات بدون سابقه بازرسی و برخی دارای یکبار سابقه بازرسی می باشند سطح های ۱و۲ در نظر گرفته شده که نحوه ی رسیدن به سطح‌های ۲ و ۳ در ۶ آمده است. نتایج حاصله از محاسبه سطح ریسک و گرید بازرسی و متعاقباً دوره ی بازرسی بعدی نیز برای تمامی تجهیزات مشخص شده است که در جدول ۹ آن را می بینید.

جدول ۹: خروجی ارزیابی سطح ریسک و گرید بازرسی

Row	Equipment Tag	COF Category	LOF Category	Risk	Inspection Grade	Interval(month)
1	30-D-406	E	1	H	2	48
2	30-E-420	E	1	H	2	48
3	30-E-421	H	1	M	2	72
4	30-E-422A	M	2	M	1	48
5	30-E-422B	M	2	M	1	48
6	30-E-423	H	1	M	2	72
7	30-E-424	H	1	M	2	72
8	30-E-425	H	1	M	2	72
9	30-E-426	L	1	L	1	60
10	30-E-430	M	1	L	2	90
11	30-E-433	H	2	M	2	72
12	30-R-401 A	M	1	L	2	90
13	30-R-401 B	M	1	L	2	90
14	30-T-402	E	2	H	2	48
15	30-D-412	L	1	L	2	90

نتایج برنامه بازرسی اختصاصی جهت کاهش ریسک: در برنامه ریزی برای بازرسی توجه به این نکته ضروری است که برخی از تجهیزات این قابلیت را دارند که در زمان بهره برداری واحد به طور کامل بازرسی شوند. در واقع این تجهیزات در روال عادی تولید، اثر بازدارنده ندارند و در صورتیکه برای بازرسی از سرویس خارج شوند تولید ادامه خواهد داشت. طبقه بندی تجهیزات بر این اساس این کمک را به واحد بازرسی می کند که بتواند برای بازرسی آنها اقدام نمایدکه برای اختصار مقاله فقط به آوردن دو مثال اکتفا در جدول ۱۰ کرده ایم.

دول ۱۰: مثالی برای تعیین زمان و دوره های بازرسی

Equipment Tag	Last Inspection	Next theoretical Inspection	Next Practical Inspection	Maintainability Category
30-D-406	30-Jul-09	30-Jul-13	30-Jul-15	During Major Overhaul
30-D-412	30-Jul-09	30-Jan-17	30-Jan-17	During Normal Operation

تعداد تجهیزات					
5			30-E-421		
4	30-D-406		30-E-423	30-D-412	
3	30-E-420		30-E-424	30-E-430	
2	30-E-426	30-E-422A	30-E-425	30-R-401 A	
1	30-T-402	30-E-422B	30-E-433	30-R-401 B	
	2013	**2014**	**2015**	**2017**	**۲۰۱۸**

شکل۲: رابطه تعداد تجهیزات با دوره های بازرسی

در این نمودار که برای سایر تجهیزات نیز موجود است تجهیزاتی که به رنگ زرد آمده اند (قبل از سال ۲۰۱۵) نیاز به مدیریت کاهش ریسک دارند تا بتوانند در سال ۲۰۱۵ مورد بازرسی قرار گیرند و تجهیزاتی که دارای رنگ سبز هستند در زمان نرمال و در همان سال و بدون توقف واحد، قابلیت بازرسی را خواهند داشت. برنامه بازرسی اختصاصی جهت کاهش ریسک تجهیزات و انتقال زمان بازرسی از ۲۰۱۳ به ۲۰۱۵ را در جدول جداگانه ای نشان داده ایم که برای خلاصه کردن مطلب برنامه ریزی جهت بازرسی فقط برای یک تجهیز را در جدول ۱۱ آورده ایم.

جدول ۱۱: برنامه بازرسی اختصاصی برای تخفیف ریسک تا زمان تعمیرات اساسی

Equipment Tag	Component	Damage Mechanism	Consequence Description	Inspection Plan	Change interval from-to (month)
30-D-406	External Body	Atmospheric Corrosion	HYDROCARBON leak to Environment	Visual Inspection & Full UT of weld joints & UT Thickness (B-Scan)	48 to 72
	Nozzle	Unlikely Corrosion& Weld Crack	HYDROCARBON leak to Environment	Visual Inspection & Full UT of weld joints & UT Thickness(B-Scan)	48 to 72
	Skirt to Shell Weld	Weld Crack	Leak / Repair	PT Examination and Visual Inspection	48 to 72

طبقه بندی زمانی بازرسی براساس متدRBI: در جدول ۱۲ مکانیزم های ازکار افتادگی برای 30-D-406 آورده شده است که پیامد این ازکارافتادگی نیز به صورت کیفی ثبت شده و برنامه بازرسی مطابق با نوع ازکارافتادگی و نوع تجهیز برای بازرسی در زمان تعمیرات اساسی آمده است. این طبقه بندی برای سایر تجهیزات بطور مشابه نیز انجام شده است و بدلیل خلاصه کردن مطلب از آوردن آن خودداری کردیم. مکانیزمهای خرابی به کمک استاندارد و تجربه متخصصان تعیین می گردد که یکی از مهمترین بخشهای تدوین برنامه بازرسی و تخمین خرابی های محتمل به شمار می رود. [۴]

شیرهای اطمینان: شیرهای اطمینانی که با تجهیزات در ارتباط هستند دارای نمره ریسک مشابه همان تجهیز می باشند.

سیستم لوله کشی: تمامی فعالیت ها برای ارزیابی بازرسی بر مبنای ریسک برای سیستم لوله کشی همانند تجهیزات می باشند، به استثنای این نکته که در اینجا به جای تجهیز، ارزیابی لوپهای سیستم لوله کشی به طور جداگانه مورد نیاز می باشد. دستورالعمل تعیین لوپ در سیستم لوله کشی بصورت مجزا تدوین و اجرا شده است. ۷ لوپ در این واحد تعریف شد که همگی ریسک Medium داشته و تاریخ بازرسی آنها در سال ۲۰۱۵ بدست آمد.

جدول ۱۲: مکانیزماهای خرابی و برنامه بازرسی

Equipment Tag	Component	Damage Mechanism	Consequence Description	Inspection Plan	interval
30-D-406	Demister	Mechanical damage	Performance Reduction	Dismantling /Visual Inspection /Reinstallation	48
	Baffle Plate	Mechanical damage	Performance Reduction	Visual Inspection	48
	External Body	Atmospheric Corrosion	hydrocarbon leak to Environment	Visual Inspection & UT Thickness	48
	Internal Body	Unlikely Corrosion	hydrocarbon leak to Environment	Visual Inspection and UT Thickness	48

	Nozzle	Unlikely Corrosion& Weld Crack	hydrocarbon leak to Environment	Visual Inspection & UT Thickness	48
	Skirt to Shell Weld	Weld Crack	Leak / Repair	PT Examination and Visual Inspection	48

نتایج ارزیابی ریسک تجهیزات مورد مطالعه: ماتریس ریسک این پژوهش در مقایسه با ماتریس API581 2000 بدلیل تاکید بر موضوع ایمنی از مساحت ناحیه سبز رنگ (منطقه ریسک کم) کم شده و متقابلا به مساحت ریسک زیاد و بسیار زیاد افزوده شده است.

با توجه به نتایج حاصل از ارزیابی ریسک مشخص گردید که ۱۳,۶٪ از تجهیزات (۳تجهیز) با سطح ریسک بالا، ۶۳,۶۳٪ (۱۴ تجهیز) با سطح ریسک متوسط و ۲۲,۷۲٪ (۵ تجهیز) نیز با سطح ریسک پایین بوده که با توجه به فرضیه تعیین شده بمنظور بالا بودن سطح ریسک برج و درام ها مشخص گردید که برج ۴۰۲ ، درام ۴۰۶ و مبدل ۴۲۰ سطح ریسک بالای برخوردار می‌باشند.

جمع بندی و تفسیر کلی نتایج: در اکثر واحدهای صنعتی بیش از ۸۰٪ ریسک کل واحد مربوط به تنها ۲۰٪ تجهیزات می‌باشدکه این موضوع با توجه به نتیجه این پژوهش که تجهیزات را از نظر رتبه بندی ریسک به ۵ سطح تقسیم می‌کند به اثبات رسیده است. عدد بدست آمده برای تجهیزات با ریسک بالا ۱۳,۶ ٪ می باشد که این نتیجه به ما در تمرکز منابع (هزینه های بازرسی، تعمیرات و نیروی انسانی) بر روی تنها ۱۰ الی ۲۰٪ تجهیزات که دارای سطح ریسک بالایی هستند، کمک خواهد نمود. مطالعه انجام شده که موجب کاهش تعداد تعمیرات اساسی و تعویق آن از سال ۲۰۱۳ به سال ۲۰۱۵ گردیده است، باعث صرفه جویی 69,000,000 دلار در هزینه توقف تولید ۲۰ روزه واحد در هر سال و یک و نیم میلیون دلار بصورت تقریبی جهت انجام تعمیرات اساسی و بازرسی خواهد شد.

پیشنهاد : همه ی محاسبات مربوط به این متد در قالب نرم افزاری طراحی و در حال اجرای صنعتی است. اجرای این متد در واحد های فرایندی دارای هزینه کمتری درمقایسه با نرم افزارهای موجود در بازار جهانیست. به لحاظ سهولت در استفاده، کاربردی بودن و کم هزینه بودن سرویس و نگهداری، این متدولوژی قابل بومی سازی برای هر سایت می باشد.

مراجع:

1. American Petroleum Institute. API Publication 581. Risk-based inspection base resource documentation. 1st ed. Washington (DC, USA): American Petroleum Institute; 2000.
2. Sasolburg Site Procedure, SSP-EM007 Rev.1. 'Risk Based Inspection.
3. American Petroleum Institute, Second Edition November 2009: Risk-Based Inspection', API 580.
4. American Petroleum Institute, First Edition December 2003, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry', API 571.