



ISTITUTO ITALIANO
DELLA SALDATURA

Ispezione Basata sul Rischio

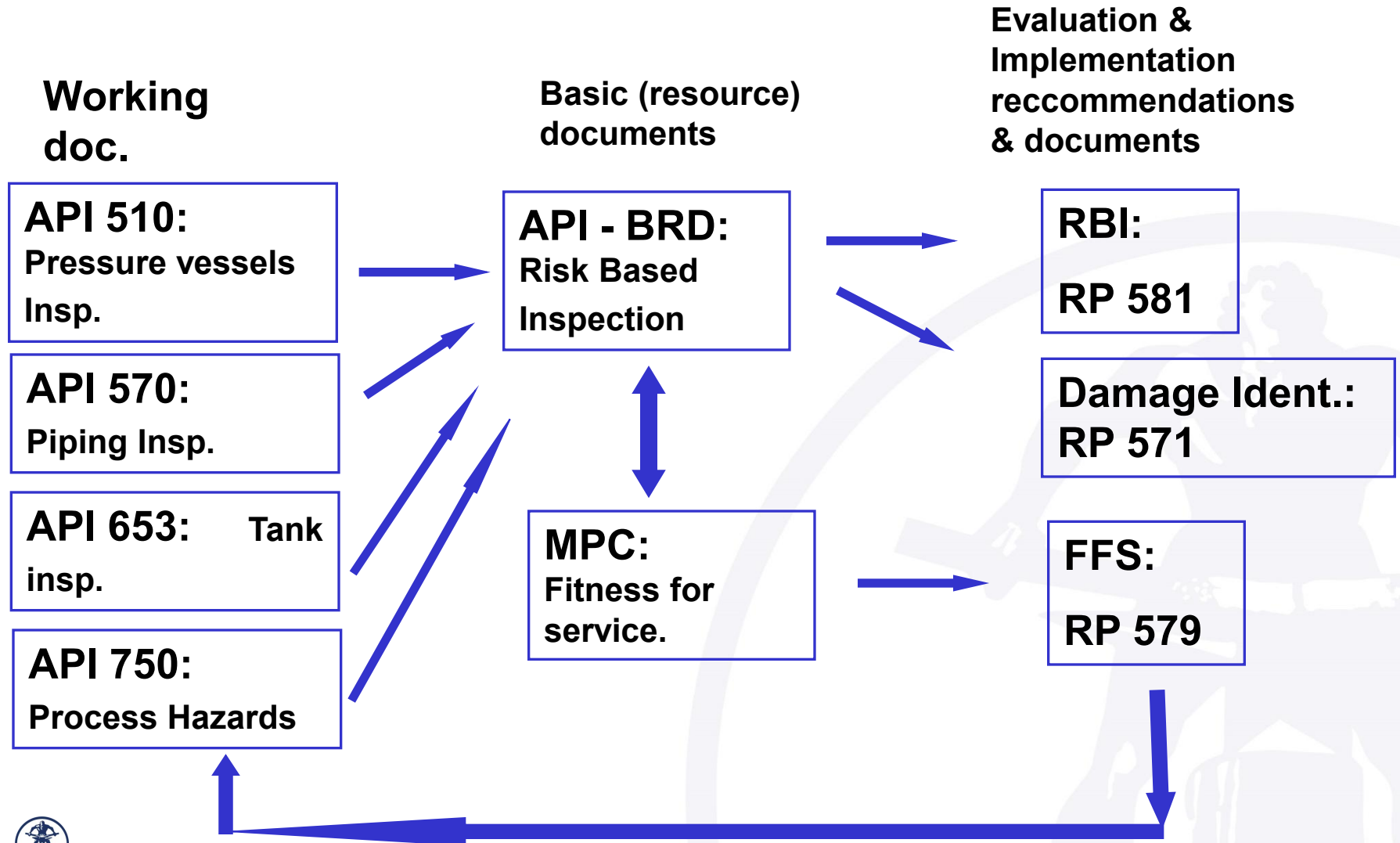
Il progetto API RBI

Il progetto API RBI

- **Scopo del progetto:**
 - sviluppo di metodi pratici per la programmazione dell'ispezione di impianto basata sul rischio
- **Oggetto:**
 - stesura di un documento di ricerca (BRD) per la definizione della metodologia ad uso di ispettori e ingegneri di impianto esperti in ispezione e progettazione di attrezzature a pressione
- **Benefici pratici associati ad un programma RBI:**
 - consentire la gestione dei rischi relativi a sicurezza, ambiente e produzione in un modo integrato e economicamente efficace
 - riduzione sistematica della probabilità di avaria
 - ridistribuzione delle risorse dell'ispezione
 - identificazione delle area a maggiore conseguenza che per una eventuali modifiche di impianto
- Inizio del progetto **Maggio 1993** con 16 Sponsor.



L' "impianto" normativo API



Le fasi del progetto API RBI

- **Fase 1 (completata in Maggio 1995) :**
 - Prima emissione del documento BRD, applicazioni su studi pilota.
 - DNV coordinatore del progetto
 - Formazione del TC e dello sponsor group
- **Fase 2 (completata in Ottobre 1997)**
 - Sviluppo del software per analisi di livello I e II
 - Aggiornamenti e revisioni della tecnologia
- **Fase 3 (completata nel Gennaio 1999)**
 - Completamento del software (livello III)
 - Ulteriori affinamenti della tecnologia
- **Fase 4 (iniziata in Giugno 2000)**
 - Commercializzazione del software (licenza API)
 - Pubblicazione 1° edizione del documento API BRD 581
 - Creazione dell'User Group



Le fasi del progetto API RBI

- **Fase 5 (iniziata in Ottobre 2001) :**

- EEG coordinatore del progetto
- Sviluppo della tecnologia (nuovi moduli per Bundle, PSV, AST, supplementi addizionali per meccanismi di corrosione)
- Cambiamento della piattaforma informatica (MS Access vs MySQL / Oracle)
- Emissione del documento API Recommended Practice 580 (prima ed. maggio 2002)

- **Fase 6 (iniziata in Ottobre 2007)**

- Separazione tra User Group e API Technical Committee
- EEG licenziatario del software
- UG responsabile per lo sviluppo tecnologico & software
- API 581 Standard Committee responsabile del percorso normativo
- Riconoscimento del software come API RBI Software
- Settembre 2008 API Recommended Practice 581 second edition



Le fasi del progetto API RBI

- **Fase 7 (iniziata in Ottobre 2011) :**

- Inizio stesura terza edizione API 581
- Implementazione da parte di EEG del software

- **Fase 8 (iniziata in Febbraio 2014)**

- Esce il nuovo software EEG Plant Manager sempre su licenza API, che acquisisce le modifiche alla norma 581 e propone nuovi metodi di calcolo e modellazione



Le fasi del progetto API RBI

- **Fase 9 (iniziata in Febbraio 2015) :**
 - Inizio stesura terza edizione API 581
 - Ballot sulle fasi peculiari della stesura della norma
 - Implementazione da parte di EEG del software
- **Fase 10 (iniziata in Febbraio 2016)**
 - Esce la terza edizione delle RP 580 e 581.
 - EEG recepisce le nuove edizioni delle RP nel software



API RBI User Group



Scopo dell'ispezione

- Prevenzione dell'avaria
- Analisi dell'avaria

Avaria

evento che pregiudica la capacità di soddisfare ai requisiti di progetto / servizio del componente



Impianto di processo

Sistema complesso di componenti, classificabili per tipologia e funzione in:

- Componenti in pressione
 - **linee e apparecchiature**
 - organi di regolazione
 - macchine operatrici
 - **dispositivi di protezione del processo**
- Attrezzature elettriche
 - cablaggi
 - macchine elettriche
 - quadri e dispositivi di controllo
- Strutture / accessori:
 - **interni (internals)**
 - sopportazione (c.a. / acciaio)
 - coperture, edifici
 - accessorie (passerelle, scale....)
- Attrezzature di sicurezza dell'impianto
 - rilevatori
 - allarmi
 - sistemi anti-incendio
 - sistemi di contenimento




Prevenzione dell'avaria dei componenti in pressione

- Verifica delle corrette operazioni di montaggio / riparazione
- Verifica degli sporcamenti
- Verifica delle deformazioni
- Verifica delle tenute
- ***Verifica dell'integrità delle pareti di contenimento***



Analisi dell'avaria dei componenti in pressione:

- Indagini non distruttive
 - Indagini di laboratorio (distruttive)
 - Indagini storiche
 - Indagini bibliografiche
 - Indagini sul processo
- 
- Esperienza
 - Banca dati
 - Linee guida per l'ispezione preventiva



Perdita di integrità delle pareti di contenimento (rilascio verso l'esterno del contenuto)

È possibile ricondurre i danneggiamenti a 3 tipologie principali:

- *Thinning* - Perdita di spessore (corrosione, erosione...)
- *Cracking* - Generazione e propagazione di cricche (SCC, fatica....)
- *Metallurgical / Mechanical* - Variazione delle caratteristiche meccaniche / metallurgiche



Metodi di ispezione

- Esame visivo
 - diretto
 - strumentale / remotizzato
 - hammer test
 - controlli dimensionali
- Controlli non distruttivi difettoscopici
 - ultrasonoro
 - radiografico
 - magnetoscopico
 - liquidi penetranti
 - correnti indotte
 - rivelazione di fughe
 - emissione acustica
 - termografia



Metodi di ispezione

- Controllo di spessore
 - ultrasonoro
 - radiografico
 - fori campioni
 - riferimenti fissi
- Verifiche sul materiale
 - PMI
 - spettrometria
 - repliche
 - durezza
 - misurazione di ferrite
 - tecniche ultrasonore



Periodicità delle ispezioni delle attrezzature in pressione (DM 329)

Art.10 comma 5 - “.....Ispezioni alternative e con periodicità differenti da quelle elencate nelle tabelle di cui agli allegati A e B , ma tali da garantire un livello di protezione equivalente, possono essere accettate per casi specifici, nonché per casi specifici, fatto salvo quanto previsto nelle istruzioni per l’uso rilasciate dal fabbricante dell’attrezzatura stessa e previa autorizzazione del Ministero delle attività produttive; la relativa deroga dovrà essere presentata dall’utente corredata da un’adeguata relazione tecnica.”



Gestione della manutenzione d'impianto

- il processo produttivo (continuo) è interrotto periodicamente per le manutenzioni ordinarie e per le verifiche ispettive
- per gli impianti di raffinaria si seguono generalmente periodi di 4-5 anni
- il vincolo di legge rappresenta un limite superiore, attualmente solo per le attrezzature di cui al DM329, comunque estendibile.
- non è ragionevolmente possibile ispezionare ogni componente
- approccio tradizionale basato sulla probabilità di avaria



Metodologie basate sul rischio

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{Probabilità} \\ \text{dell'evento iniziale} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \text{Conseguenza} \\ \text{finale} \\ \hline \end{array} = \text{RISCHIO}$$

- L'ispezione deve essere concentrata sui componenti ad alto rischio
- Per componente ad alta probabilità di rilascio (es. linea acqua mare CW), ma a basso impatto di conseguenza, l'ispezione preventiva può non essere opportuna



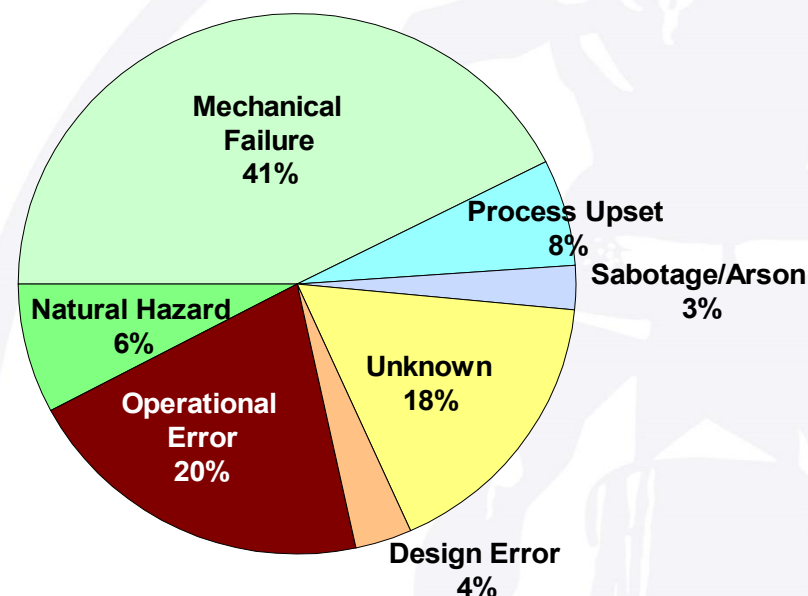
Analisi di rischio per l'ispezione (rif. API 581):

$$\boxed{\begin{array}{c} \text{Probabilità} \\ \text{dell'evento iniziale} \end{array}} \times \boxed{\begin{array}{c} \text{Conseguenza} \\ \text{finale} \end{array}} = \text{RISCHIO}$$

- Il metodo e i risultati sono comunque vincolati all'evento iniziale:

RILASCIO di SOSTANZA

Circa il 50% di eventi di rilascio in raffineria può essere influenzato dalle attività di ispezione



Probabilità

- dalla definizione assiomatica (Kolmogorov 1933):

$$0 \leq P(E) \leq 1$$

- si associa la probabilità ad una frequenza di accadimento:

$$\frac{\text{numero di eventi}}{\text{unità di tempo}}$$

- in genere l'unità di riferimento per il tempo è l'anno
- oppure è possibile categorizzare la probabilità allo scopo di stabilire confronti tra eventi e scenari differenti (livello basso-medio-alto)

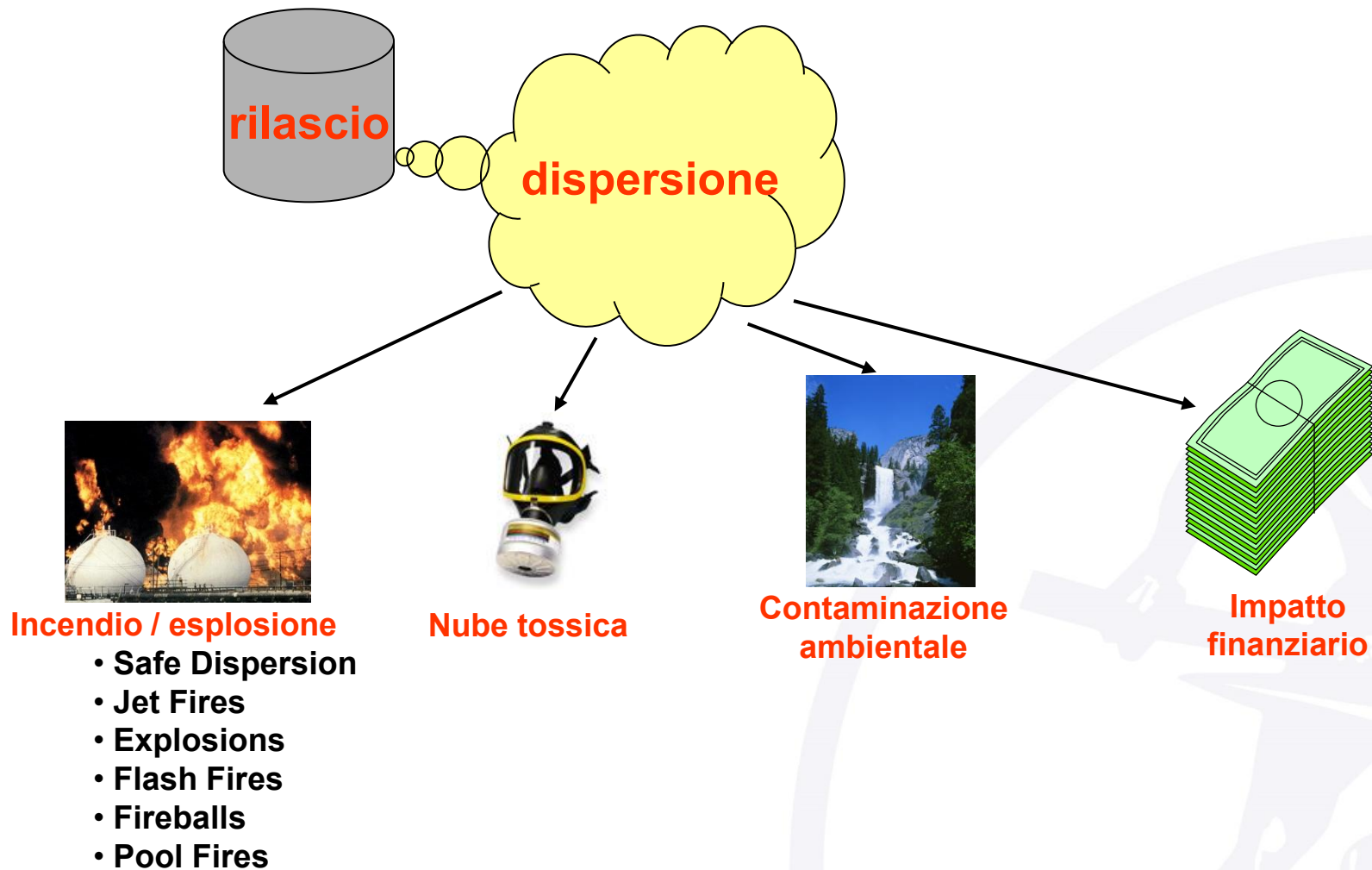


Conseguenza

- l'entità del risultato finale (magnitudo) deve essere differenziata per tipologia
- l'unità di misura della conseguenza è correlata alla tipologia
- è possibile categorizzare la conseguenza allo scopo di stabilire confronti tra eventi e scenari differenti



Fasi del rilascio:



Misura della conseguenza (API 581):

- Incendio / esplosione: area nell'intorno del rilascio entro la quale si manifestano danni rilevanti alle cose e persone [m²]
- Nube tossica: area nell'intorno del rilascio entro la quale si manifestano effetti acuti di intossicazione per le persone [m²]
- Ambiente: costo da sostenere per bonificare il sito contaminato dalla sostanza rilasciata [€]
- Impatto finanziario: costo da sostenere per i danni alle apparecchiature, persone, ambiente e per la mancata produzione [€]
- Gas non esplosivo/tossico: impatto dovuto a onda di pressione (es. vapore) [m²]

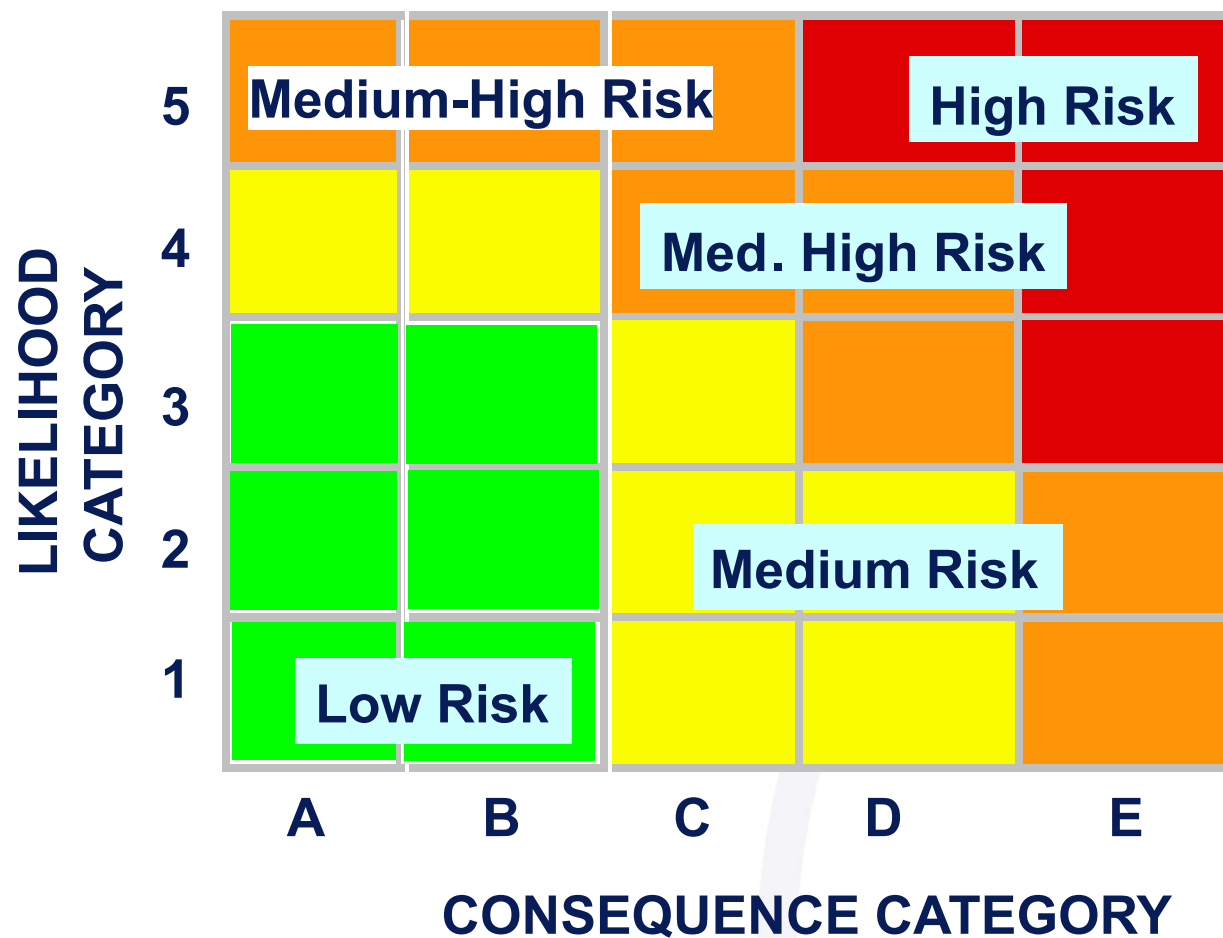


Rappresentazione del rischio:

- Come prodotto numerico Probabilità X Conseguenza :
 - area della conseguenza attesa mediamente in un anno [m^2/anno]
 - costo da sostenere mediamente in un anno [$\text{€}/\text{anno}$]
- Mediante rappresentazioni grafiche
 - diagrammi bidimensionali
 - matrici di rischio



Rappresentazione del rischio - Matrice:



I contenuti dell'API 581 - Procedure di analisi

- **Livello I: Analisi Qualitativa**
- **Livello II: *Analisi Semi-quantitativa***
- **Livello III: Analisi Quantitativa**



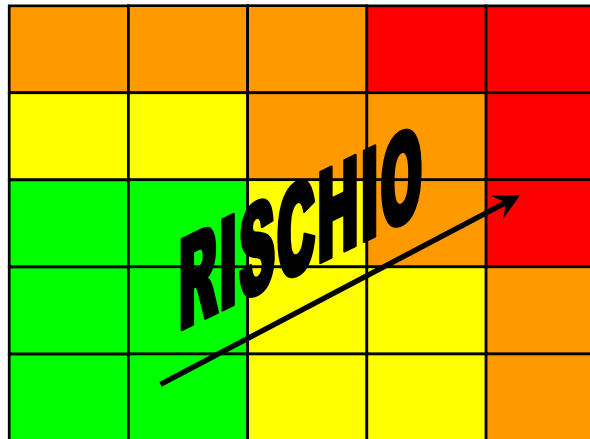
I contenuti dell'API 581- Analisi Qualitativa (I)

- **Scopo:**
 - Definizione della categoria di rischio associata alle diverse unità del sistema, finalizzata all'individuazione delle priorità di intervento
- **Livello di dettaglio:**
 - Area di produzione (es. distillazione)
 - Impianto (es. Vacuum)
 - Sistema (circuiti testa colonna Vacuum)



I contenuti dell'API 581- Analisi Qualitativa (I)

- **Procedura di valutazione:**
 - Metodo “speditivo” che, mediante l'utilizzo di questionari predefiniti, richiede un giudizio o valutazione degli aspetti ritenuti determinati per l'analisi della probabilità del danneggiamento (POF) e delle conseguenze (COF)
- **Risultato:**
 - Categoria POF
 - Categoria COF
 - Livello di rischio



I contenuti dell'API 581 - Analisi Quantitativa (III)

- **Scopo:**
 - Definizione del rischio associata ad ogni componente, mediante l'opportuna unità di misura individuata per tipologia di conseguenza
- **Livello di dettaglio :**
 - Apparecchio (es. reattore)
 - Parte di apparecchio (es. testa colonna)



I contenuti dell'API 581 - Analisi Quantitativa (III)

- **Procedura di valutazione:**

- Metodo che consente di definire la probabilità di rottura, intesa come frequenza media, annua di accadimento dell'evento iniziale (*AFF*) e di quantificare l'entità della conseguenza differenziata per tipologia e scenario (*Impact Criteria*)

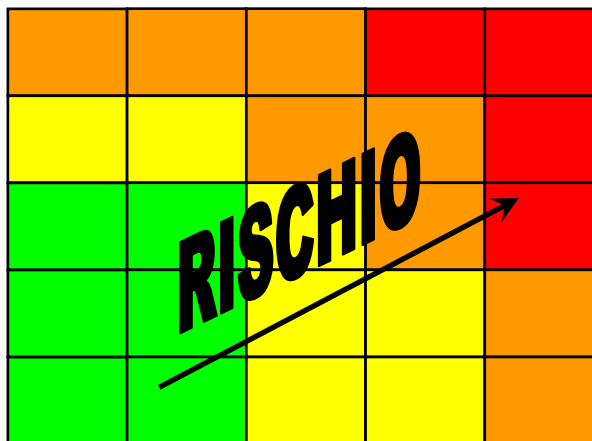
- **Risultato:**

- Esposizione al rischio incendio (area interessata attesa mediamente in un anno)
- Esposizione al rischio tossico (area contaminata attesa mediamente in un anno)
- Esposizione al rischio finanziario (costo atteso mediamente in un anno)
- Esposizione al rischio ambientale (costo atteso mediamente in un anno)



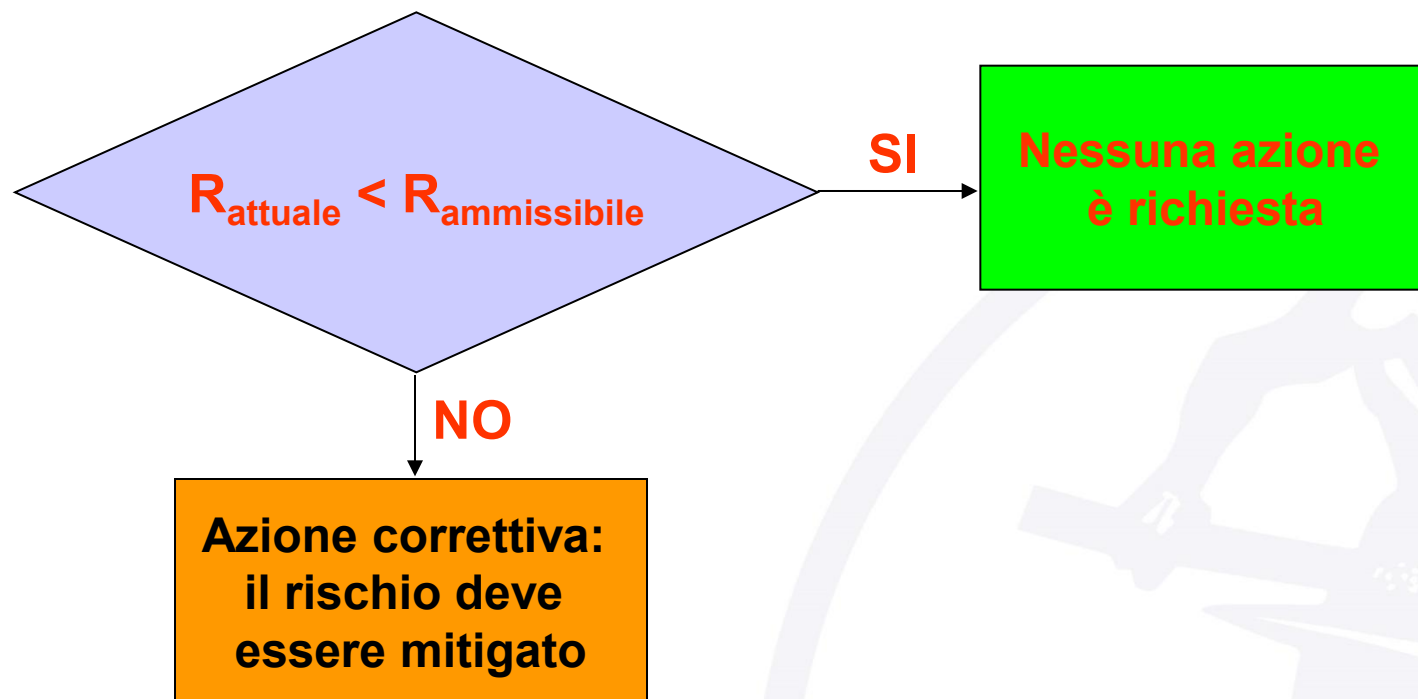
I contenuti dell'API BRD581 - Analisi Semi – Quantitativa (II)

- Procedura di valutazione:
 - Drastica semplificazione dei moduli di calcolo del Livello III
 - Definizioni di alcune variabili di ingresso per ordini di grandezza
 - Valutazione della severità del danneggiamento e dell'efficacia dell'ispezione come unico indice di probabilità
- Risultato:
 - Categoria LOF
 - Categoria COF
 - Livello di rischio



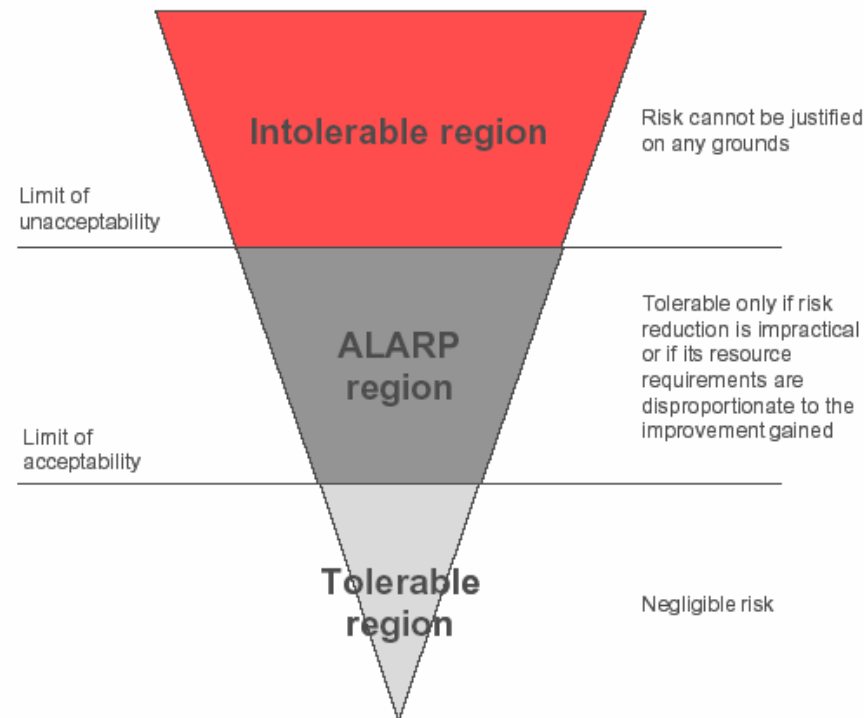
Accettabilità del rischio

- Ogni metodologia decisionale basata sulla valutazione del rischio, deve prevedere l'esecuzione di un confronto:



Esempi di accettabilità del rischio

- Un approccio generalmente condiviso consiste nella definizione di:
- Un limite superiore (intolerable region – intolerable risk value)
- Un limite inferiore (tolerable region – tolerable risk value)
- Una regione intermedia (ALARP – As Low As is Reasonably Practical)



Misura del rischio

- Per i processi industriali , sono utilizzati 4 differenti criteri per la valutazione del rischio:
 - Sicurezza personale (sia per lavoratori che per terza parte)
 - Salute personale
 - Danni ambientali (immediati o a lungo termine)
 - Impatto finanziario

La sicurezza personale è il più rappresentativo e immediato criterio relativo al mantenimento dell'integrità delle attrezzature in pressione



Unità di misura del rischio (Sicurezza)

- Rischio individuale (IR): Rischio associato al personale impiegato in stabilimento o esterno
[event/year]
- PLL (Potential Loss of Life): Rischio di perdite di vite umane relativo ad una particolare tipologia di pericolo
[event/year]
- FAR (Fatal Accident Rate): Rischio medio per un gruppo definito di persone.
[perdite di vite umane ogni 10^8 ore lavorate]
- F-N curves: Curve Perdite di vite (N) vs. Probabilità di accadimento (F)



Rischio Individuale IR

$$IR = F \times P_c \times P_p$$

[event/year]

- F: frequenza dell'evento indesiderato [event/year]
- P_c : probabilità che la persona subisca l'infortunio come effetto dell'evento indesiderato [dimensionless]
- P_p : probabilità che la persona sia presente nell'area ove si realizzano gli effetti dell'evento indesiderato [dimensionless]

Rischio API-RBI (basato sull'area)

$$\text{Area Risk} = P_f \times CA$$

[m²/year]

- P_f : Probability of failure or Adjusted Failure Frequency [failure/year]
- CA: Consequence Area (Injury Area or Toxic Area) [m²]



Consequence Area

- Per rilasci infiammabili, **Injury Area** è definita come l'area nell'intorno del rilascio all'interno della quale si superano i seguenti valori:
 - Explosion Overpressure - 5 psig (0.34 barg)
 - Thermal Radiation - 4,000 BTU/hr-ft² (12.6 kW/m²) for jet fire, fireball, pool fire
 - Flash Fire - the LFL limits of the cloud when ignited
- Per rilasci tossici, **Toxic Area** è definita come l'area nell'intorno del rilascio all'interno della quale è superata la dose relativa al 50% di probabilità di morte.
- Per la valutazione dei rilasci di vapore d'acqua è considerata l'area dell'intorno del rilascio ove la miscela vapore/aria supera la concentrazione pari al 20% di vapore in aria, ovvero ove si assume che la temperatura sia superiore a 60°C.

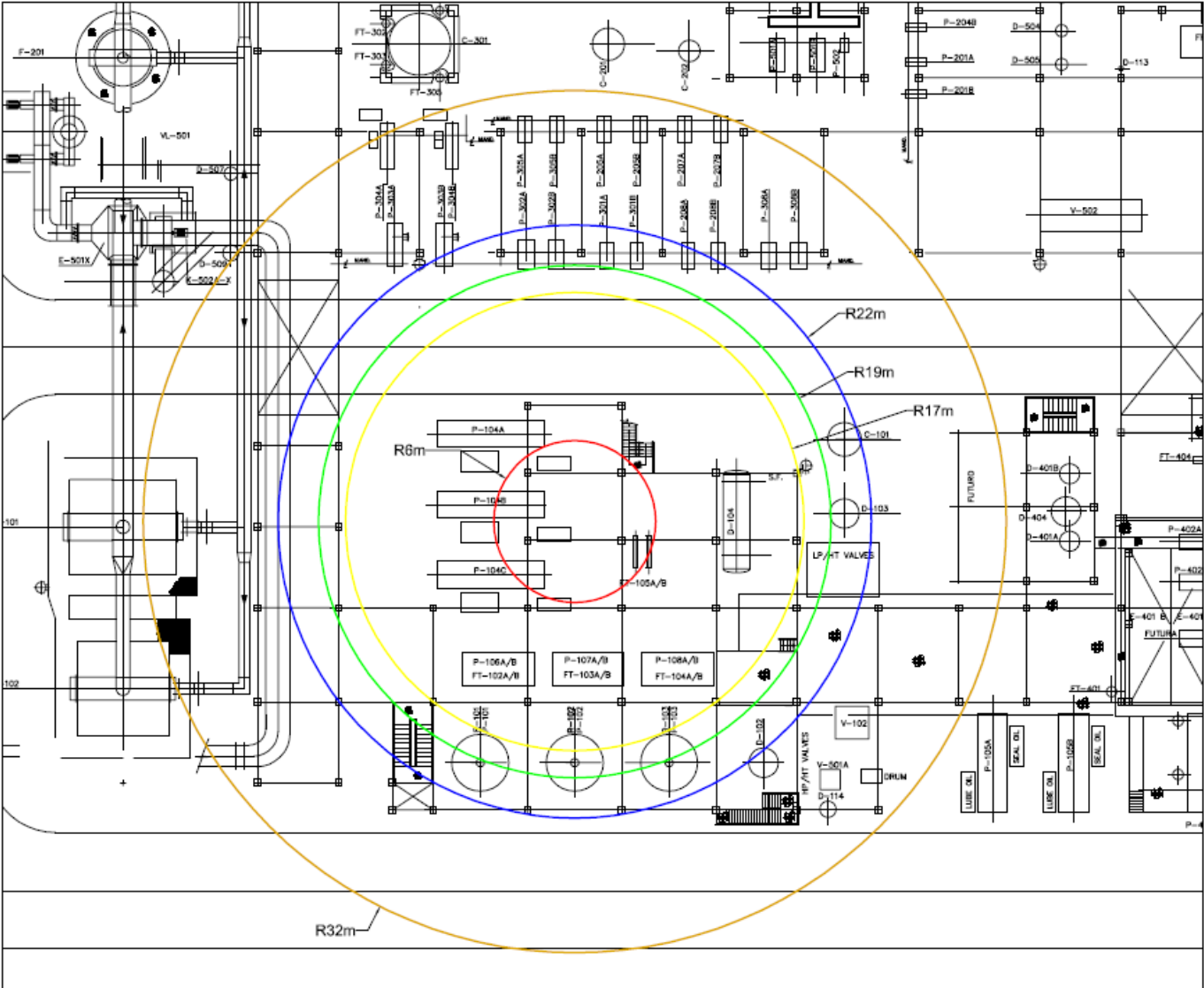
1° assunzione:

$P_c = 1$ inside the CA

$P_c = 0$ outside the CA



Probabilità di presenza





LEGENDA

- IRRAGGIAMENTO 3 kW/m²
- IRRAGGIAMENTO 5 kW/m²
- IRRAGGIAMENTO 7 kW/m²
- IRRAGGIAMENTO 12,5 kW/m²
- IRRAGGIAMENTO 37,5 kW/m²

NOTA

1 - LA DISTANZA RELATIVA AL LIVELLO DI IRRAGGIAMENTO 37,5 kW/m² E' STATA POSTA PARI AL RAGGIO DI POZZA.



MAPPA CHIAVE

Probabilità di presenza complessiva degli operatori

2° assunzione: uniforme distribuzione della presenza nell'area impianto:

$$P_{pc} = \delta_{op} \quad CA$$

dove:

δ densità media degli operatori in campo:

$$\delta_{op} = \frac{\sum_n operator_i \times daily_working_hours_i}{24h \times plant_area}$$

Rischio per gli operatori (PLL):

$$Rischio = F \times Pc \times Ppc = Area\ Risk \times \delta_{op}$$



Definizione del valore di rischio tollerabile

Esempi:

Authority	IR for Workers	
	Limit of unacceptability [event/year]	Limit of acceptability [event/year]
VROM (NL) for New Plant	10^{-6}	Not used
VROM (NL) for Existing Plant	10^{-5}	Not used
HSE (UK) Existing hazardous industry	10^{-4}	10^{-6}
ICRP and NRPB (UK) Nuclear Industry	10^{-4}	Not used

From “Generic RIMAP Procedure doc. 2-21-D2002-01-1”

Target value quoted by HSE (UK)		
Employee individual risk	All process causes	10^{-4} event/year
	Specific process causes	10^{-5} event/year
Public individual risk	All process causes	10^{-5} event/year
	Specific process causes	10^{-6} event/year

From G. Wells “Hazard identification and risk assessment” IChemE 1996

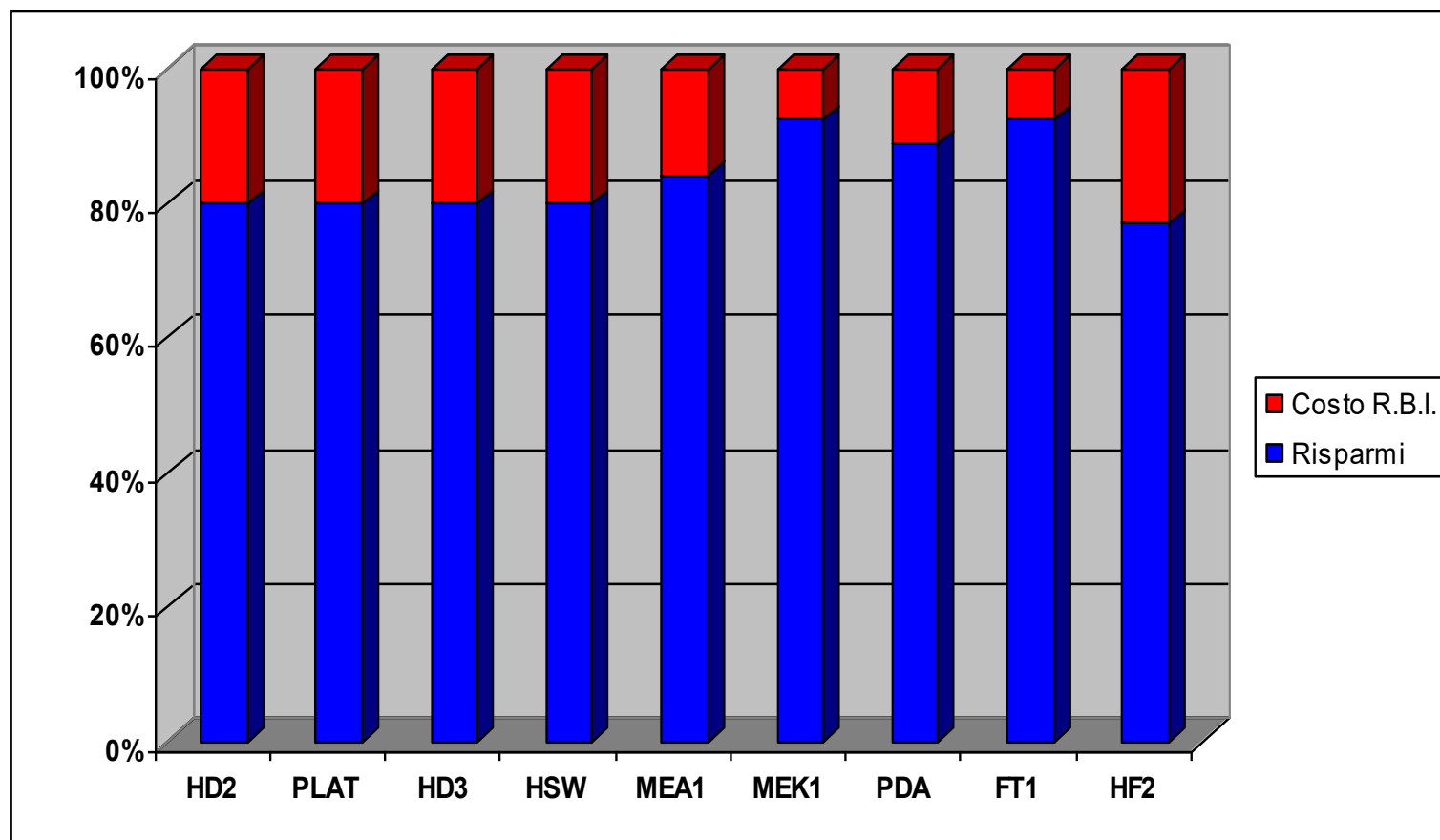
Per lo scopo del lavoro, IIS propone un valore limite PLL pari a **10^{-5} event/year** per singolo ITEM analizzato

Vantaggi della metodologia RBI

- Analisi sistematica dei danneggiamenti e del rischio associato
- Criterio di priorità di intervento
- Coinvolgimento e sensibilizzazione delle funzioni di impianto (“gestione del cambiamento”)
- Ottimizzazione delle risorse per le attività di ispezione
- Riduzione dei costi (ispezione / manutenzione)
- Implicazioni con i premi assicurativi
- Implicazioni con le attività regolamentari per le verifiche di integrità (art.10 DM 1 dicembre 2004, n.329)
- Utilizzazione del metodo RBI quale analisi di rischio finalizzata alla definizione delle istruzioni del fabbricante relative al corretto utilizzo e manutenzione delle attrezzature in pressione, nell’ambito delle attività di certificazione - PED



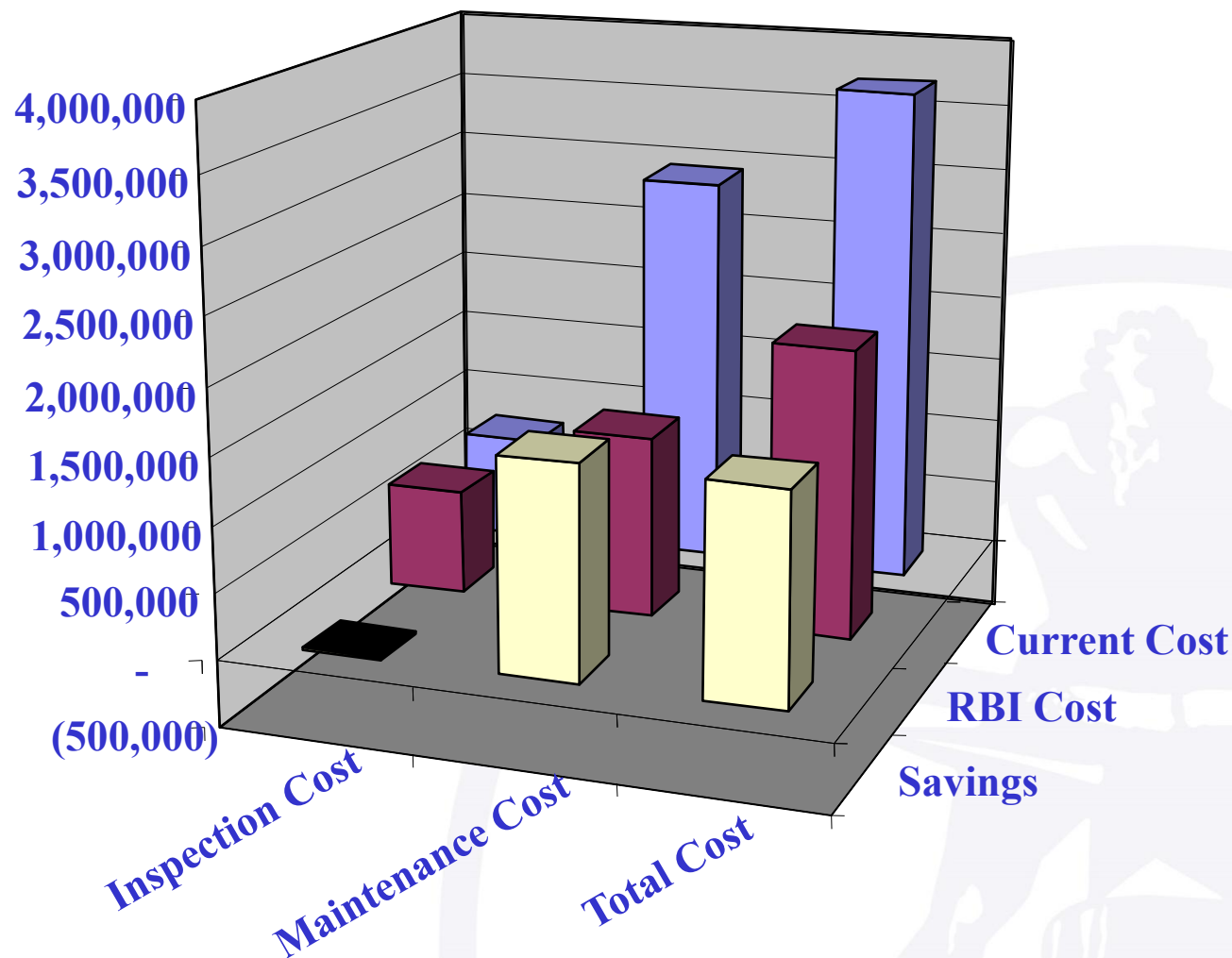
Incidenza dei risparmi sul costo RBI*



* Dati fonte Raffineria di Livorno



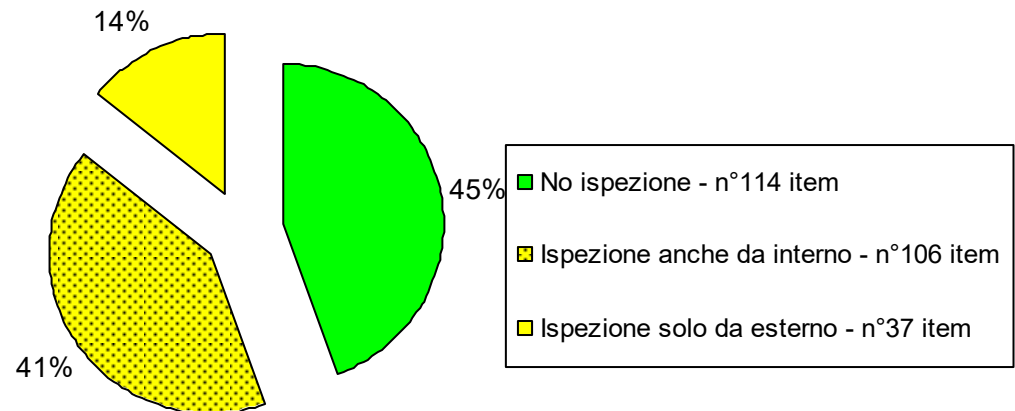
Valutazione dei costi (fonte API)



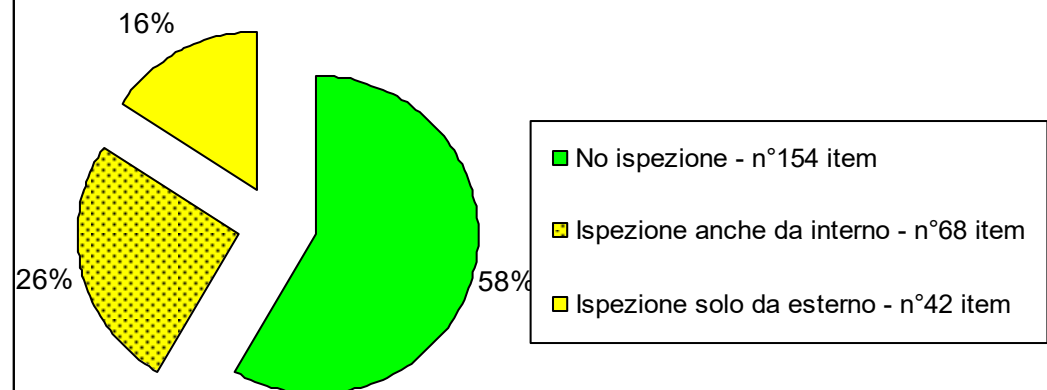
Statistiche progetti RBI - IIS

- Estensione dell'ispezione su apparecchiature

MTA 2006

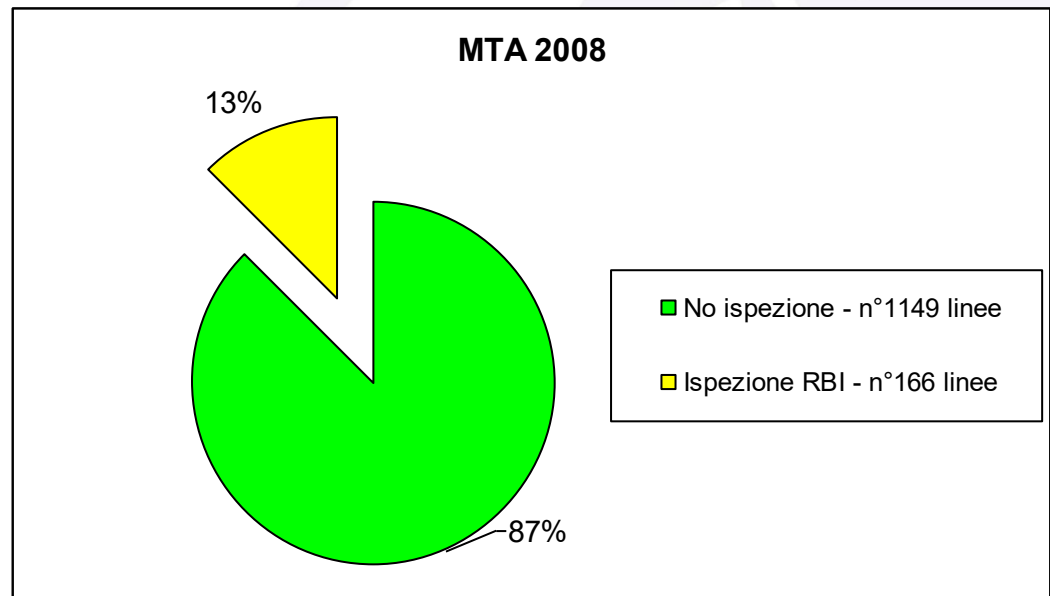
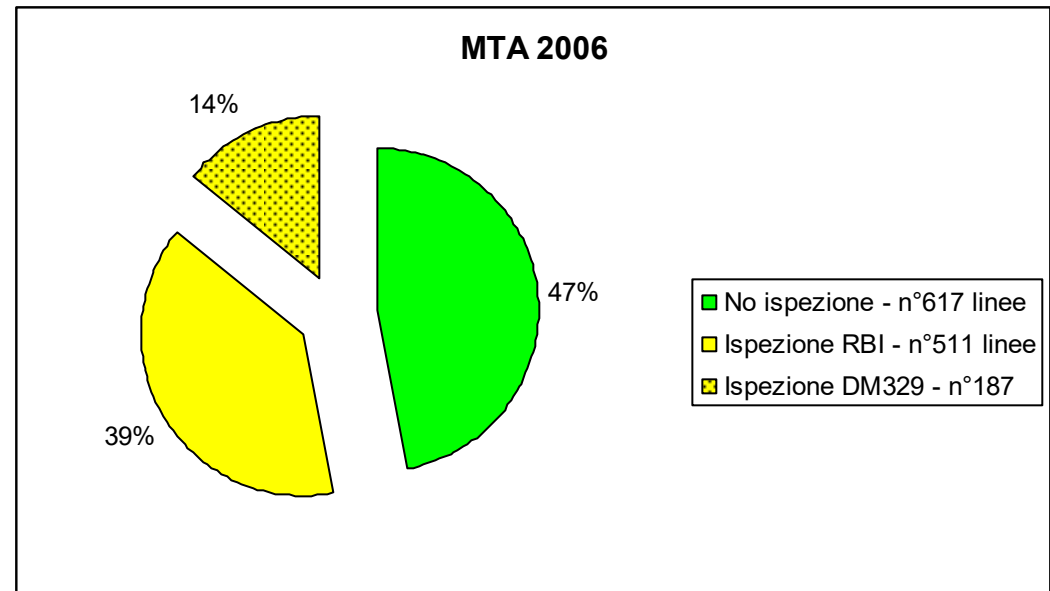


MTA 2008



Statistiche progetti RBI - IIS

- Estensione del piano di ispezione su linee



Azioni preliminari di una analisi RBI

- **Identificazione del TEAM e delle competenze**
- **Definizione dell'oggetto**
- **Definizione del livello di dettaglio**
- **Definizione del metodo e dei riferimenti**
- **Definizione dell'orizzonte temporale**
- **Definizione del report dei risultati**



Identificazione del TEAM e delle competenze

- L'attività è multidisciplinare, sono necessarie conoscenze ed esperienze relative a:
 - ☐ ispezione di impianto
 - ☐ corrosione e materiali
 - ☐ processo
 - ☐ costruzione e manutenzione
 - ☐ salute, sicurezza, ambiente (HSE)
 - ☐ produzione / costi

- La gestione del TEAM può essere:
 - ☐ totalmente "interna"
 - ☐ interna con coordinamento esterno
 - ☐ "esterna" con collaborazione interna

RBI TEAM

- ❖ *Esperto materiali / corrosione*
- ❖ *Esperto di processo*
- ❖ *Esperto Ispezioni / CND*
- ❖ *Esperto HSE*
- ❖ *Specialista RBI*



Definizione dell'oggetto

- Chiarire i limiti fisici, per esempio per un impianto solitamente si adottano i limiti di batteria documentati da P&ID e planimetrie
- Elencare le tipologie di componenti da analizzare e le esclusioni, per esempio:
 - **linee di processo, apparecchi**
 - esclusione di pompe e compressori
 - esclusione della strumentazione
- Elencare i componenti



Definizione del livello di dettaglio

- il livello di dettaglio è l'elemento per il quale sarà sviluppata l'analisi di rischio e per il quale si produrrà il piano di ispezione
- il livello di dettaglio determina il numero di ITEM da analizzare e quindi l'estensione (impegno temporale / economico)
- esempi di livello di dettaglio:
 - tutte le apparecchiature e le linee identificate da PID
 - gruppi di linee e apparecchiature (loop di corrosione, sezioni a danno simile)
 - singolo dettaglio costruttivo (fasciame, fondi, bocchelli, ecc.)



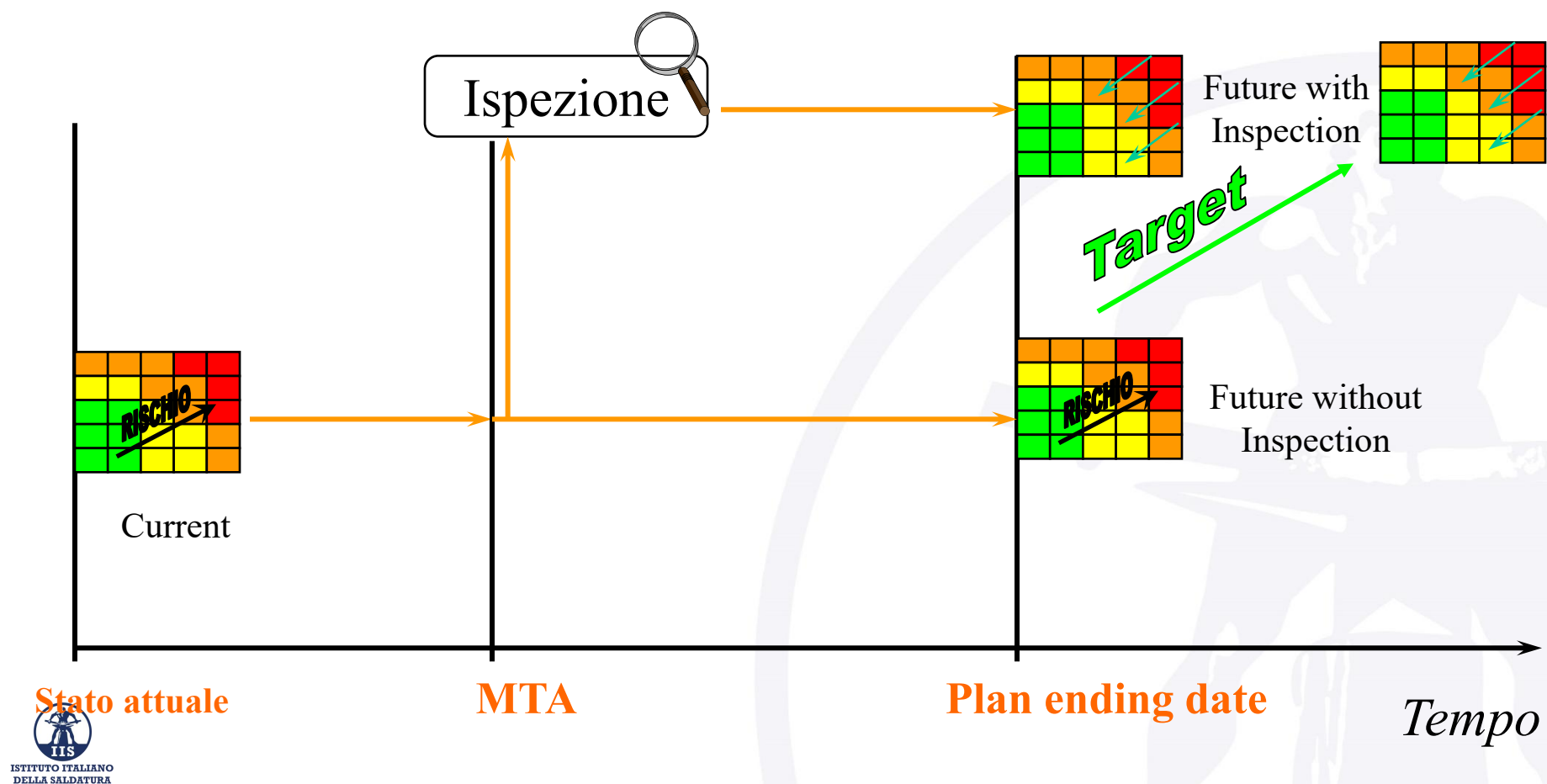
Definizione del metodo

- riferimento normativo es. API 581
- procedura di valutazione se non supportata da normativa
- livello di analisi : quantitativa, qualitativa, semi-quantitativa
- tipologia di conseguenza (incendio / nube tox / finanziaria)
- identificazione dei limiti di accettabilità per il rischio (target)



Definizione dell'orizzonte temporale

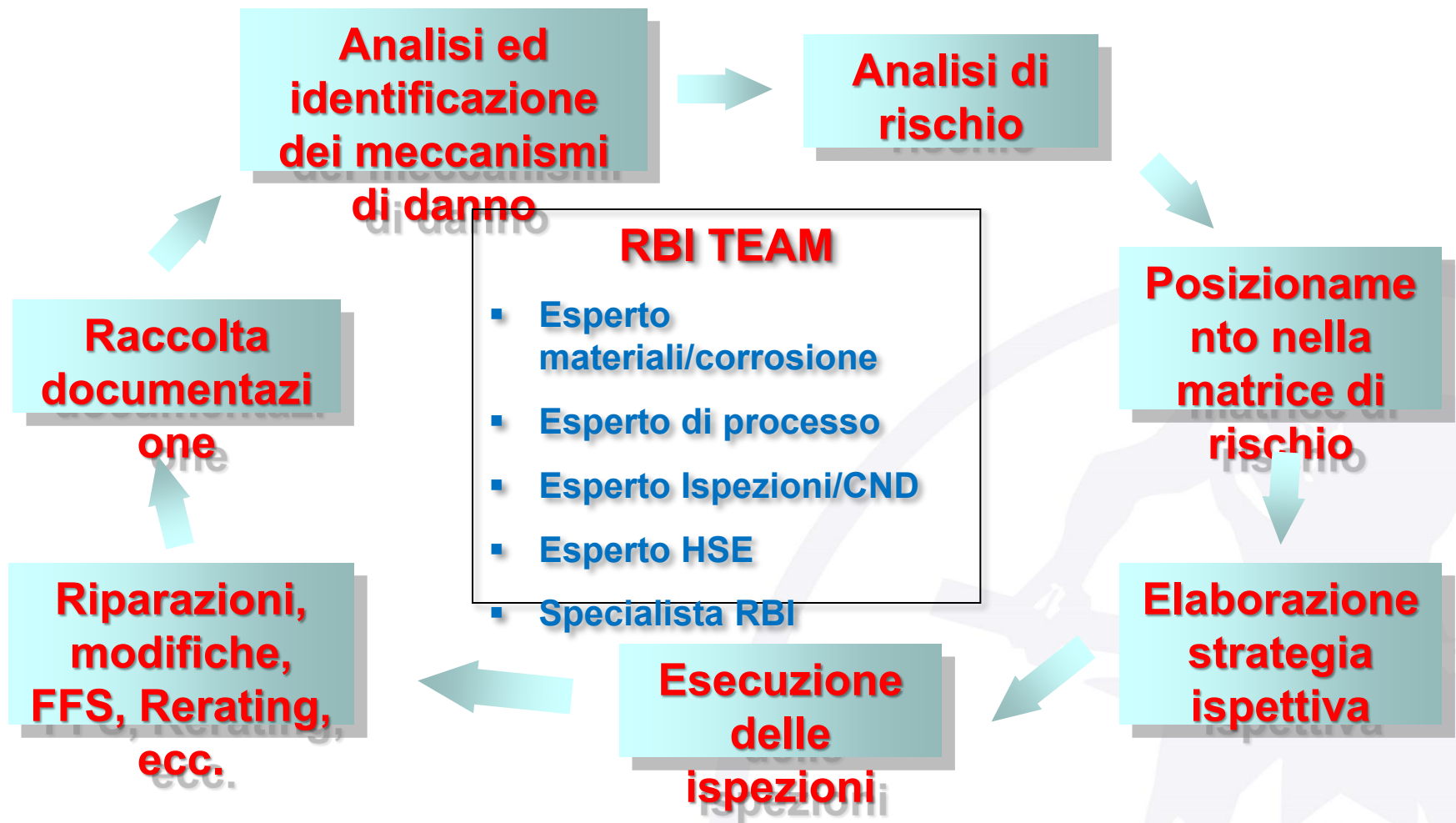
- l'analisi farà riferimento allo stato corrente
- per le proiezioni del rischio, occorre stabilire il limite temporale per le valutazioni
- occorre stabilire le date per i possibili interventi correttivi (MTA) precedenti il limite per le proiezioni



Definizione del report dei risultati

- **Classifica del rischio**
- **Analisi delle cause dei danneggiamenti**
- **Principali assunzioni / finestre operative di processo**
- **Azioni correttive:**
 - ☐ piano di dettaglio dell'ispezione o strategie di ispezione
 - ☐ individuazione delle sostituzioni
 - ☐ individuazione delle azioni di manutenzione
 - ☐ suggerimenti per il controllo del processo
 - ☐ indicazioni per modifiche al processo
- **Formato:**
 - ☐ database informatico strutturato
 - ☐ rapporto cartaceo

Fasi dell'analisi RBI (Risk Based Inspection)



Raccolta documentazione

- ☐ Manuale operativo
- ☐ Bilanci di materia
- ☐ Trend di temperatura e pressione
- ☐ Disegni attrezzature
- ☐ Elenco linee
- ☐ Specifiche di linea
- ☐ Process Flow Diagram (PFD)
- ☐ Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)
- ☐ Report ispettivi
- ☐ Schede di sicurezza
- ☐ Specifiche materiali
- ☐ Specifiche sistemi di rilevazione e mitigazione rilasci

Interviste:

- ☐ Anomalie di servizio, upset
- ☐ Modalità operative
- ☐ Management System Evaluation

**La validità di una analisi RBI dipende
fortemente dalla disponibilità di
documentazione
corretta, aggiornata e completa**



Probabilità di accadimento dell'evento di rilascio

- **La probabilità è associata alla frequenza di accadimento determinata mediante indagine storico-statistica**
- **Gli scenari di rilascio sono discretizzati in 4 tipologie (dalla piccola perdita alla perdita massima)**

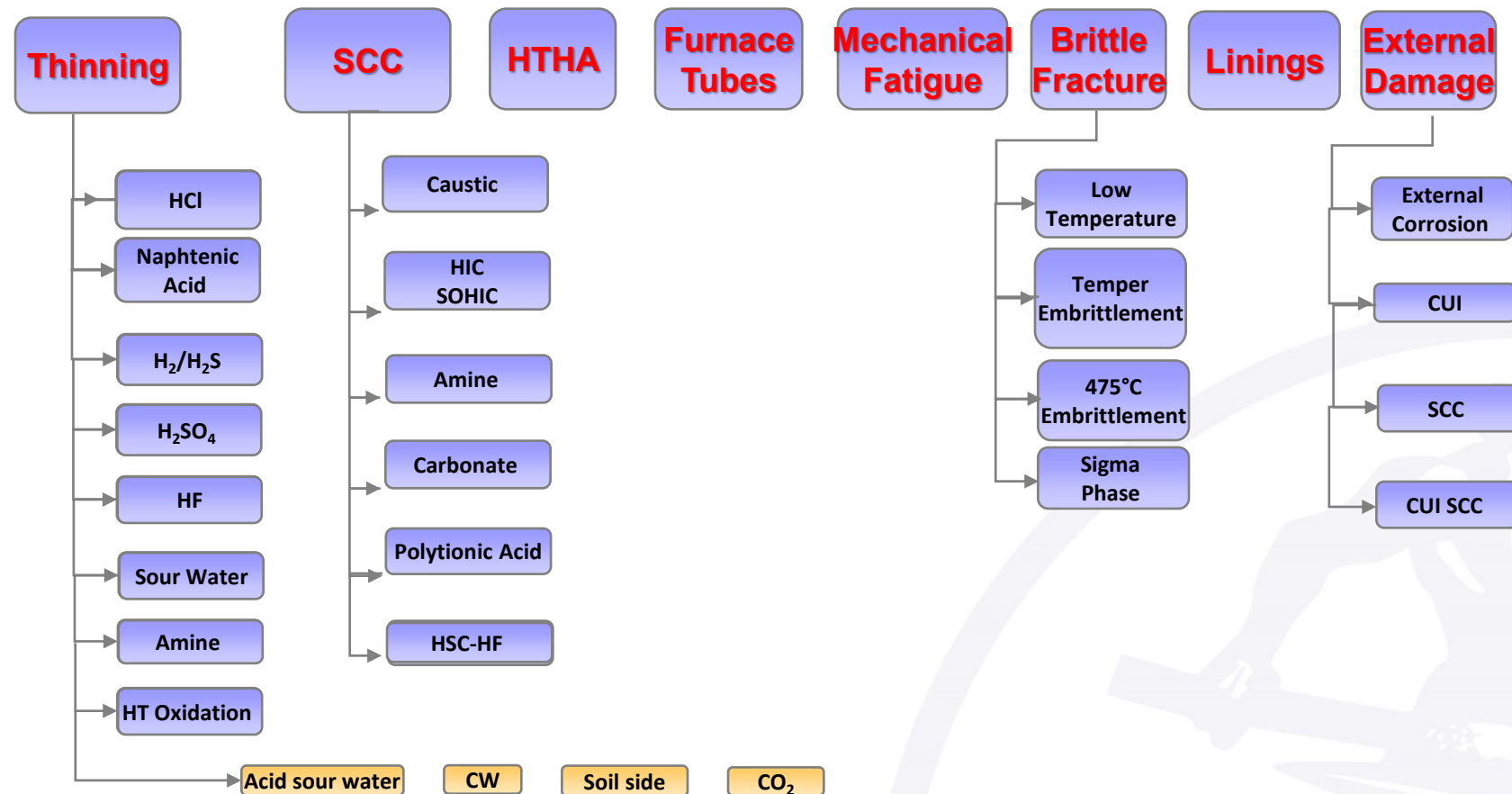


Valutazione del danneggiamento

- **In generale l'analisi prevede 5 fasi:**
 - Individuazione dei tipi e dei meccanismi di danno
 - Valutazione del rateo di danneggiamento
 - Determinazione del livello di confidenza (ripetizioni ed efficacia delle ispezioni)
 - Calcolo del DF per ogni meccanismo e tipo di danneggiamento
 - Calcolo del DF complessivo per tutti i tipi di danneggiamento



Analisi e identificazione dei meccanismi di danno



Valutazione del TMSF - Tipo di danno “THINNING”

- L'evento di rilascio conseguente all'assottigliamento delle membrature è associato al cedimento plastico.
- La probabilità (verosimiglianza) è determinata mediante metodi a indici di affidabilità



Identificazione dei tipi e meccanismi di danno - Fase 1

- L'identificazione è condotta attraverso l'analisi della combinazione delle condizioni di processo e del materiale e delle modalità costruttive. La procedura fornisce un questionario per “filtrare” i meccanismi potenzialmente attivi.
- Un utile riferimento è costituito dal documento API RP571: “ Damage mechanisms affecting fixed equipment in refining unit” oltre alla bibliografia NACE riguardante il mondo upstream



Identificazione del rateo del danneggiamento e del grado di confidenza - Fase 2

- Il rateo del danneggiamento può essere stimata in base a:
 - Bibliografia (banche dati - tabelle dei rateo di corrosione...) - **Fonte di BASSA AFFIDABILITA'**
 - Prove di laboratorio con condizioni simulate - **Fonte di MEDIA AFFIDABILITA'**
 - Dati misurati (ispezione, provini o sonde in-situ) - **Fonte di ALTA AFFIDABILITA'**



Determinazione dell'efficacia del programma di ispezione - Fase 3

- L'efficacia dell'ispezione è definita dalla probabilità che il danno osservato rappresenti il danno reale (tipo di danno, dimensione minima rilevabile, estensione del controllo)
- La trattazione probabilistica è discretizzata in categorie:

Categoria dell'efficacia	Esempio per corrosione interna generalizzata
Altamente efficace Il metodo ispettivo identifica correttamente il danneggiamento (80-100%)	Ispezione visiva completa interna e misure di spessore mediante ultrasuoni
Normalmente efficace: Il metodo ispettivo identifica correttamente il danneggiamento nella maggior parte dei casi (60-80%)	Ispezione visiva parziale interna e misure di spessore mediante ultrasuoni
Abbastanza efficace: Il metodo ispettivo identifica correttamente il danneggiamento in circa metà dei casi (40-60%)	Misure di spessore mediante ultrasuoni
Poco efficace: Il metodo ispettivo fornisce poche indicazioni utili alla stima del danneggiamento (20-40%)	Martellatura (Hammer testing)
Inefficace: Il metodo ispettivo non fornisce alcuna informazione utile (<20%)	Ispezione visiva esterna

Modulo di valutazione del danneggiamento (fase 4)

- Descrizione del danneggiamento (cause, morfologia e sviluppo)
- Parametri di filtro (screening questions)
- Dati numerici
- Procedura di valutazione (schema a blocchi)
- Determinazione della suscettibilità al danneggiamento
- Valutazione dell'efficacia del metodo di ispezione



Dati richiesti per il calcolo del modulo “THINNING”

- Spessore
- Anni di servizio
- Sovrasspessore di corrosione
- Rateo di corrosione
- Temperatura di esercizio
- Pressione di esercizio
- MAWP (maximum allowable working pressure)
- Categoria di efficacia dell'ispezione
- Numero di ispezioni
- On-Line monitoring
- Meccanismi di corrosione
- Tipo di corrosione (Gen. o Loc.)
- Materiale di costruzione
- Presenza di punti di iniezione o mix e relativa tipologia di ispezione
- Presenza di tratti morti e relativa tipologia di ispezione



Tipologie di corrosione GEN / LOC

Thinning Mechanism	Type of Thinning
Corrosion Under Insulation (CUI)	Localized
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	Localized
High Temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion	
TAN \leq 0.5	General
TAN > 0.5	Localized
High Temperature H ₂ S/H ₂ Corrosion	General
Sulfuric Acid (H ₂ SO ₄) Corrosion	
Low Velocity	General
\leq 2 ft/sec for carbon steel,	
\leq 4 ft/sec for SS, and	
\leq 6 ft/sec for higher alloys	
High Velocity	Localized
> 2 ft/sec for carbon steel,	
> 4 ft/sec for SS, and	
> 6 ft/sec for higher alloys	
Hydrofluoric Acid (HF) Corrosion	Localized
Sour Water Corrosion	
Low Velocity	General
\leq 20 ft/sec	
High Velocity	Localized
> 20 ft/sec	
Amine Corrosion	
Low Velocity	
< 5 fps rich amine	Localized
< 20 fps lean amine	General
High Temperature Oxidation	General



DF – Stress Corrosion Cracking

Screening Questions

1. Caustic Cracking

Is the material carbon or low alloy steel?

Does the environment contain caustic in any concentration?

2. Amine Cracking

Is the material of construction carbon or low alloy steel?

Is the equipment exposed to acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, MDEA, etc.)?

3. SSC/HIC/SOHIC

Is the material of construction carbon or low alloy steel?

Does the environment contain water and H_2S ?

4. Carbonate Cracking

Is the material of construction carbon steel?

Does the environment contain sour water at $pH > 7.5$?

Screening Questions

5. Polythionic Acid Cracking (PTA)

Is the material austenitic stainless steel or nickel based alloys?

Is the equipment exposed to sulfur bearing compounds?

6. Chloride Stress Corrosion Cracking (ClSCC)

Is the material austenitic stainless steel?

Is the equipment exposed or potentially exposed to chlorides and water also considering upsets and hydrotest water remaining in equipment for process conditions)?

Is the operating temperature between 100°F and 300°F?

7. Hydrogen Stress Cracking (HSC-HF, HIC/SOHIC-HF)

Is the material carbon or low alloy steel?

Is the equipment exposed to hydrofluoric acid?



DF – Stress Corrosion Cracking HIC/SOHIC H₂S

Table H-12—Environmental Severity

pH of Water	H ₂ S Content of Water			
	< 50 ppm	50 to 1,000 ppm	1,000 to 10,000 ppm	> 10,000 ppm
< 5.5	Low	Moderate	High	High
5.5 to 7.5	Low	Low	Low	Moderate
7.6 to 8.3	Low	Moderate	Moderate	Moderate
8.4 to 8.9	Low	Moderate	Moderate ^a	High ^a
> 9.0	Low	Moderate	High ^a	High ^a

^aIf cyanides are present, increase the susceptibility of SCC one category for pH > 8.3 and H₂S concentrations greater than 1,000 ppm.

Table H-13—Susceptibility to HIC/SOHIC

Environmental Severity	High Sulfur Steel ^a > 0.01% S		Low Sulfur Steel ^b 0.002 to 0.01% S		Ultra Low Sulfur ^c < 0.002% S	
	As-Welded	PWHT	As-Welded	PWHT	As-Welded	PWHT
High	High	High	High	Medium	Medium	Low
Moderate	High	Medium	Medium	Low	Low	Low
Low	Medium	Low	Low	Low	Not	Not

^aTypically includes A 70, A 201, A 212, A 285, A 515, and most A 516 before about 1990.

^bTypically includes early generations of HIC-resistant A 516 in 1980s, with Ca additions.

^cTypically includes later generations of HIC-resistant A 516 in 1990s.

DF – Stress Corrosion Cracking

Table H-3—Determination of Severity Index

Susceptibility	Severity Index						
	Caustic	Amine	Carbonate	SSC, HSC-HF	HIC/ SOHIC	CISCC	PTA
High	5000	1000	1000	100	100	5000	5000
Medium	500	100	100	10	10	500	500
Low	50	10	10	1	1	50	50
Not	1	1	1	1	1	1	1

Table H-5—Technical Module Subfactor Determination

No. of Inspections		1				2				3				4				5				6			
		Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness			
Maximum Severity Index	No Inspection	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	8	3	1	1	6	2	1	1	4	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	50	40	17	5	3	30	10	2	1	20	5	1	1	10	2	1	1	5	1	1	1	1	1	1	1
100	100	80	33	10	5	60	20	4	1	40	10	2	1	20	5	1	1	10	2	1	1	5	1	1	1
500	500	400	170	50	25	300	100	20	5	200	50	8	1	100	25	2	1	50	10	1	1	25	5	1	1
1,000	1,000	800	330	100	50	600	200	40	10	400	100	16	2	200	50	5	1	100	25	2	1	50	10	1	1
5,000	5,000	4,000	1,670	500	250	3,000	1,000	250	50	2,000	500	80	10	1000	250	25	2	500	125	5	1	250	50	2	1

Valutazione del MSEF

- Sistema tipo “Audit” di valutazione delle procedure di gestione

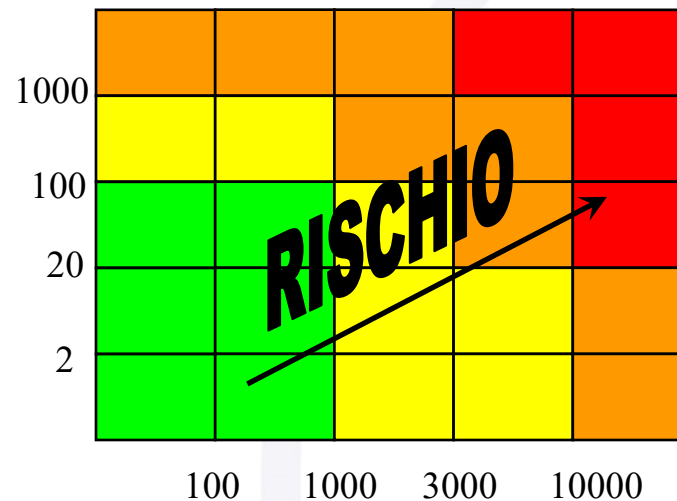
Table	Title	Questions	Points
A.1	Leadership and Administration	6	70
A.2	Process Safety Information	10	80
A.3	Process Hazard Analysis	9	100
A.4	Management of Change	6	80
A.5	Operating Procedures	7	80
A.6	Safe Work Practices	7	85
A.7	Training	8	100
A.8	Mechanical Integrity	20	120
A.9	Pre-Startup Safety Review	5	60
A.10	Emergency Response	6	65
A.11	Incident Investigation	9	75
A.12	Contractors	5	45
A.13	Audits	4	40
Total		101	1000

$$MSEF = 10^{(1-0.02Score)}$$

Definizione delle categorie del POF (Semi-quantitativo)

$D_{f-total}$

Probability Category (1)	
Category	Range
1	$D_{f-total} \leq 2$
2	$20 < D_{f-total} \leq 100$
3	$2 < D_{f-total} \leq 20$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$
5	$D_{f-total} > 1000$



Frequenze generiche di accadimento (new)

Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (GFF)

Equipment Type	Component Type	GFF as a Function of Hole Size				Total GFF
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05



Valutazione del DF (Damage Factor) “THINNING”

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{\min} + CA} \right), 0.0 \right]$$

where :

A_{rt} – is the damage factor parameter for thinning damage

t_{rd} – is the thickness reading

$C_{r,bm}$ – is the corrosion rate of the base metal

age – is the time since the last thickness reading

t_{\min} – is the minimum required wall thickness of the applicable construction code

CA – is the corrosion allowance

Calcolo dello spessore t_{min}

- Riferito ai codici di progettazione, alla geometria del particolare, con riferimento alla tensione ammissibile per il materiale.
Esempio (ASME):

$$t_{min}^c = \frac{PR_c}{SE - 0.6P}$$

where:

t_{min}^c – Required thickness, circumferential stress

P – Design pressure

R_c – Radius in the corroded condition

S – Allowable design stress

E – Weld joint efficiency

- Riferito ai valori di “allarme” definiti per le misurazioni di spessore
- Riferito allo spessore nominale al netto della tolleranza di fornitura e del sovrasspessore di corrosione



DF - Thinning

Table 5.11 – Thinning Damage Factors

A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500

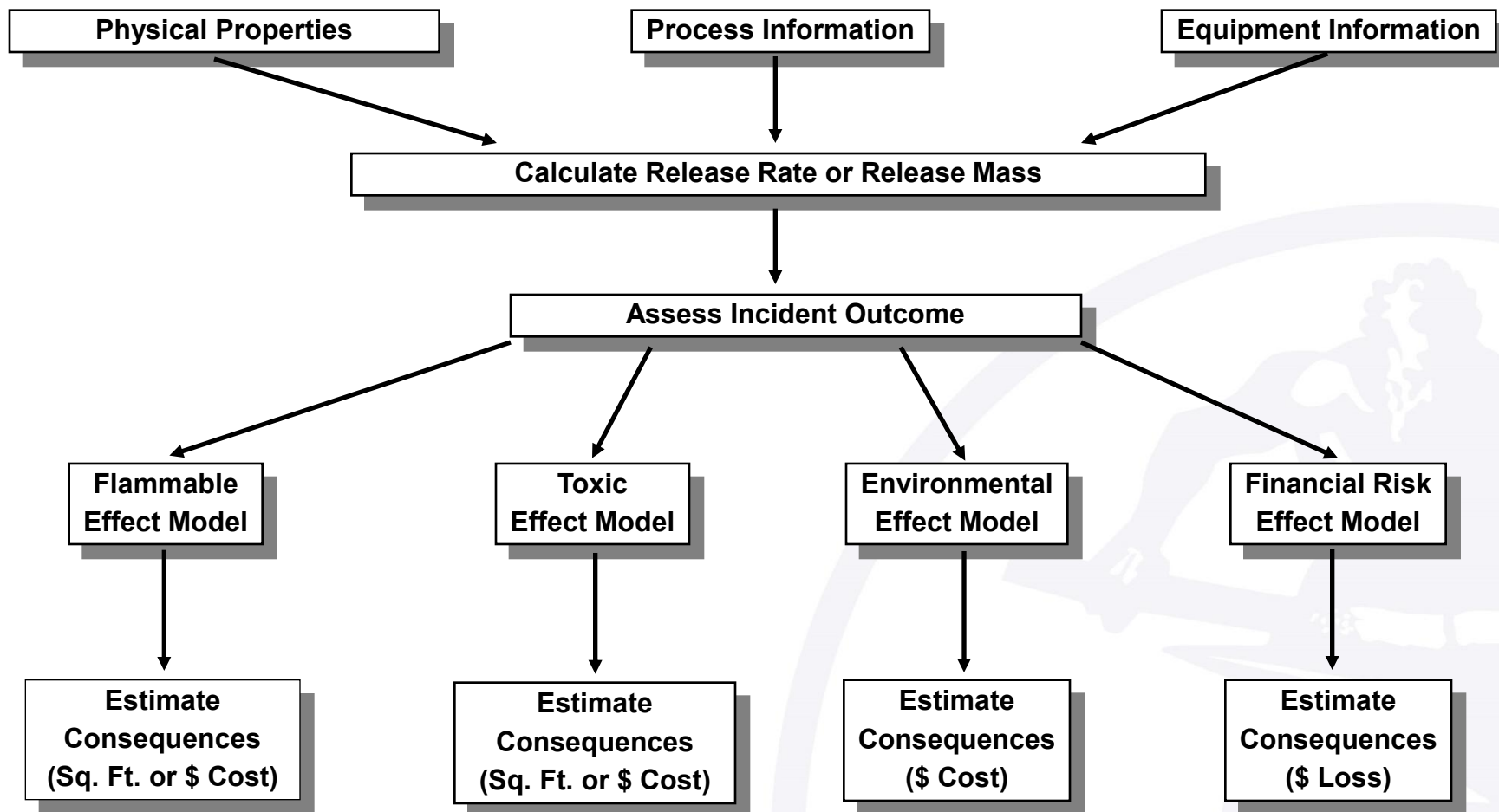


DF Thinning & External Corrosion

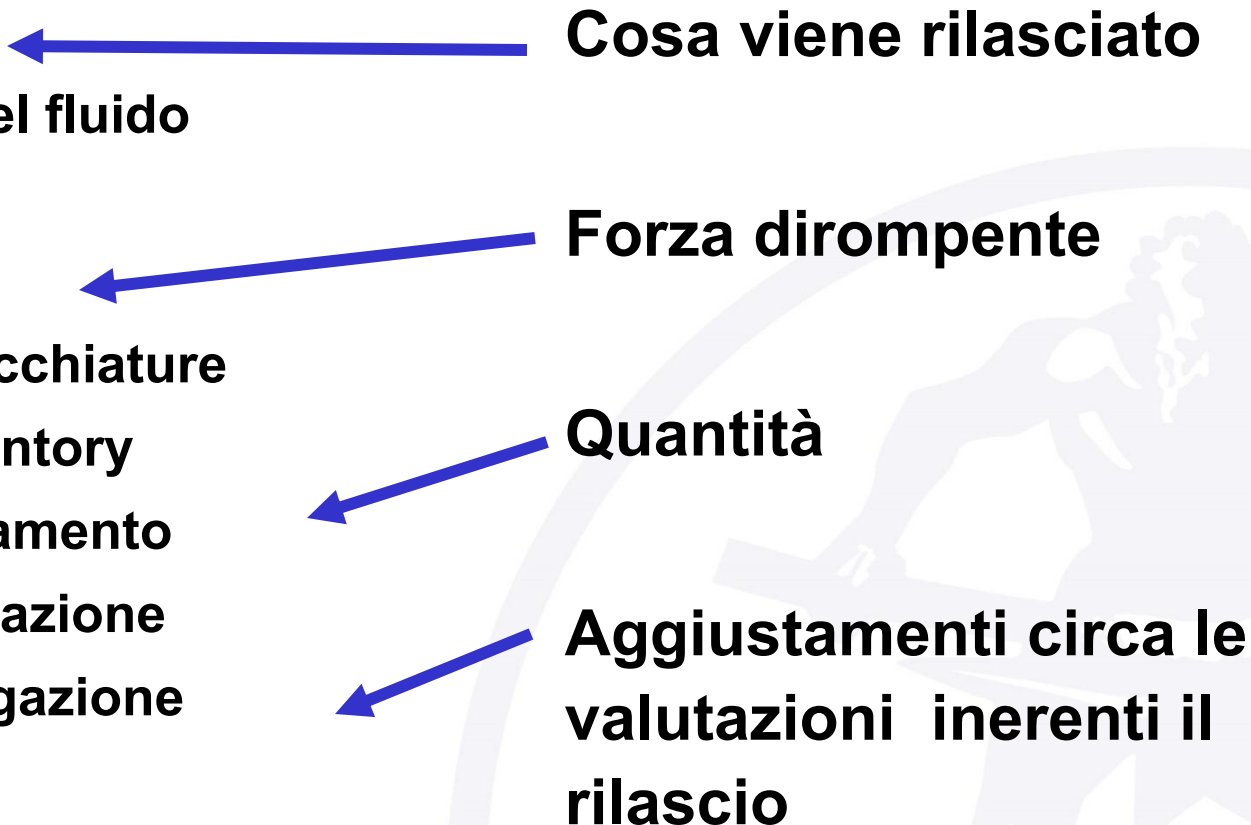
- La valutazione del fattore di danno per corrosione esterna segue la stessa procedura relativa alla corrosione interna (thinning)
- Il danneggiamento esterno (anche CUI – corrosion under insulation) è considerato localizzato
- Il fattore di danno composto tra “Thinning” e “External” è:
 - $DF^{thin} + DF^{ext}$ se la corrosione interna è valutata “generalizzata”
 - $\text{Max} (DF^{thin} , DF^{ext})$ se la corrosione interna è valutata “localizzata”



Calcolo delle conseguenze



Elementi definiti nella fase di inserimento dati

- **Fluido**
 - **Fase iniziale del fluido**
 - **Pressione**
 - **Temperatura**
 - **Elenco apparecchiature**
 - **Gruppo di inventory**
 - **Sistemi di isolamento**
 - **Sistemi di rivelazione**
 - **Sistemi di mitigazione**
- Cosa viene rilasciato**
- Forza dirompente**
- Quantità**
- Aggiustamenti circa le valutazioni inerenti il rilascio**
- 

Fluidi rappresentativi (level 1)

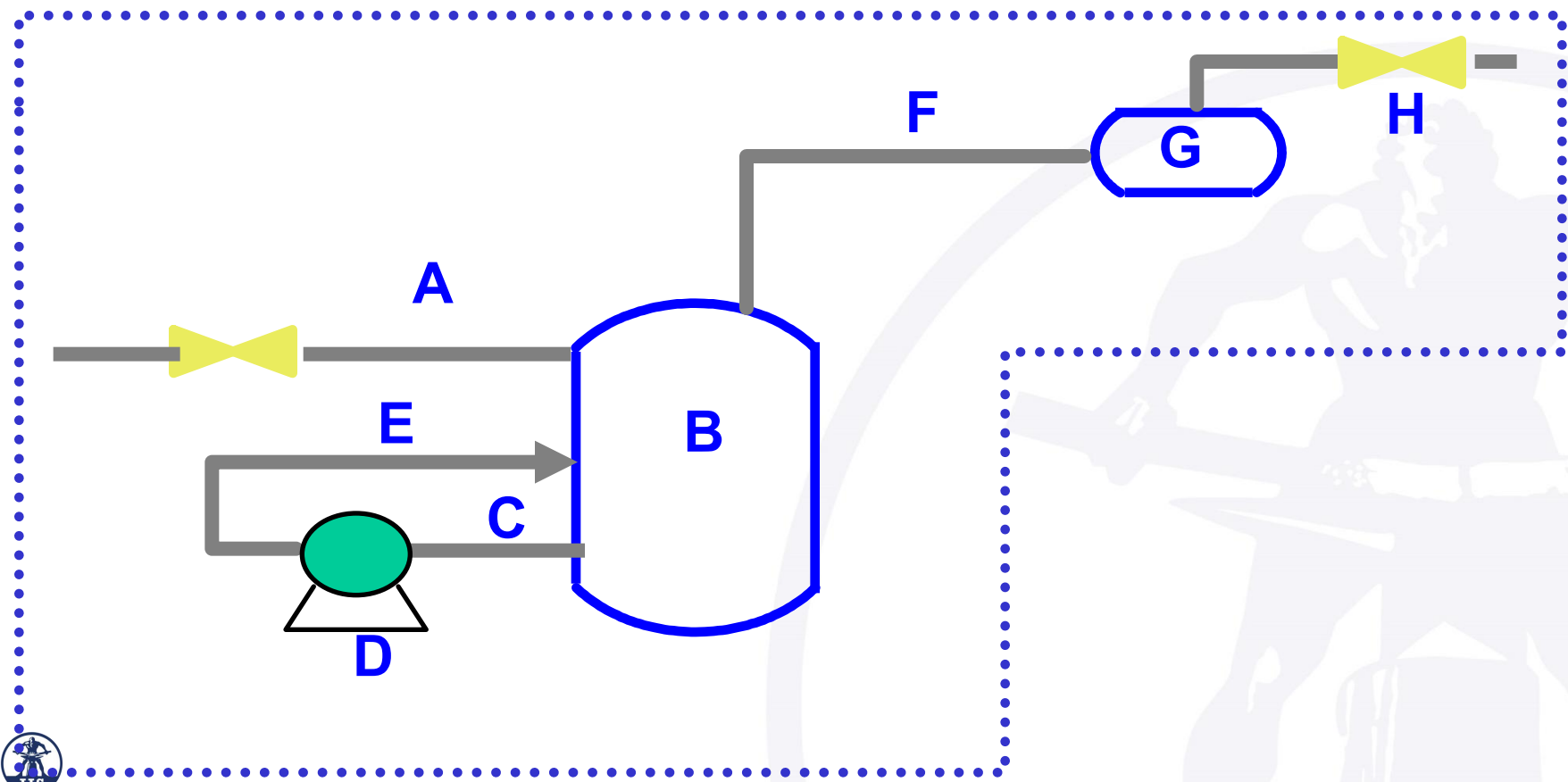
Representative Material	Examples of Applicable Materials
C ₁ – C ₂	Methane, ethane, ethylene, LNG
C ₃ – C ₄	Propane, butane, isobutane, LPG
C ₅	Pentane
C ₆ – C ₈	Gasoline, naphtha, light straight run, heptane
C ₉ – C ₁₂	Diesel, kerosene
C ₁₃ – C ₁₆	Jet fuel, kerosene, atmospheric gas or
C ₁₇ – C ₂₅	Gas oil, typical crude
C ₂₅ +	Residuum, heavy crude
H ₂	Hydrogen only
H ₂ S	Hydrogen sulfide only
HF	Hydrogen fluoride
Water	Water
Steam	Steam
Acid (low)	Low-pressure acid with caustic
Acid (medium)	Low-pressure acid with caustic
Acid (high)	Low-pressure acid with caustic
Aromatics	Benzene, toluene, zylene
Styrene	Styrene



Fluidi rappresentativi (level 2)

- Nel livello 2 di conseguenza esistono più di 380 fluidi diversi, così da avere una modellazione più precisa degli eventi di rilascio.

Gruppi di Inventory



Tipologie di apparecchiature e Inventory assegnate

Table A.3.2 – Assumptions for Liquid Volume Percents When Calculating Liquid Inventories Within Equipment

Equipment Description	Component Type	Examples	Default Liquid Volume Percent
Process Columns (may be treated as two or three items) - top half - middle section - bottom half	COLTOP COLMID COLBTM	Distillation Columns, FCC Main Fractionator, Splitter Tower, Debutanizer, Packed Columns, Liquid/Liquid Columns	25% 25% 37% These default values are typical of trayed distillation columns and consider liquid holdup at the bottom of the vessel as well as the presence of chimney trays in the upper sections
Accumulators and Drums	DRUM	OH Accumulators, Feed Drums, HP/LP Separators, Nitrogen Storage drums, Steam Condensate Drums, 3-Phase Separators	50% liquid Typically, 2-phase drums are liquid level controlled at 50%
Knock-out Pots and Dryers	KODRUM	Compressor Knock-outs, Fuel Gas KO Drums, Flare Drums, Air Dryers,	10% liquid Much less liquid inventory expected in knock-out drums
Compressors	COMPC COMPR	Centrifugal and Reciprocating Compressors	Negligible, 0%
Pumps	PUMP1S PUMP2S PUMPR	Pumps	100% liquid
Heat Exchangers	HEXSS HEXTS	Shell and Tube exchangers	50% shell-side, 25% tube-side
Fin Fan Air Coolers	FINFAN	Total Condensers, Partial Condensers, Vapor Coolers and Liquid Coolers	25% liquid
Filters	FILTER		100% full
Piping	PIPE-xx		100% full, calculated for Level 2 Analysis
Reactors	REACTOR	Fluid Reactors, Fixed-Bed Reactors, mole-sieves	15% liquid

Stima della portata e della quantità di rilascio

- L'approccio RBI secondo l'API prevede di diversificare la fuoriuscita secondo quattro differenti tipologie di foro, definite scenari:
 - **Piccolo - foro da 1/4 di pollice**
 - **Medio - foro da 1 pollice**
 - **Largo - foro da 4 pollici**
 - **Rottura completa**



Stima della portata di rilascio

- **Calcolo della portata di rilascio basata sulla fase del fluido nelle condizioni di esercizio:**
 - Fuoriuscita di liquido attraverso un foro
 - Fuoriuscita di gas ad alta pressione attraverso un foro (sonic)



Stima della portata di rilascio (stato iniziale liquido)

$$W_n = C_{disch} \cdot A_{hole} \sqrt{\frac{2 \cdot \rho_l \cdot (P_s - P_{atm}) \cdot g_c}{144}} \cdot (1 - fact_{di})$$

Where:

- W_n = Liquid Release Rate (lb/s)
- C_{disch} = Coefficient of Discharge = 0.61 for liquids
- A_{hole} = Hole area, (in²)
- ρ_l = Stored Liquid Density (lb/ft³)
- P_s = Storage pressure, (psia)
- P_{atm} = Atmospheric Pressure, (psia)
- g_c = Gravitational Constant = 32.2 ft/s²
- $fact_{di}$ = Detection and Isolation Factor

Stima della portata di rilascio (stato iniziale gas)

$$W_n = C_{disch} \cdot A_{hole} \cdot P_s \sqrt{\left(\frac{k \cdot MW \cdot g_c}{R \cdot T_s} \right) \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \cdot (1 - fact_{di})}$$

Where:

W_n = Vapor Release Rate (lb/s)

C_{disch} = Coefficient of Discharge = 0.90 for vapors

A_{hole} = Hole area, (in²)

P_s = Storage pressure, (psia)

k = Vapor Specific Heat Ratio, C_p/C_v , (psia)

MW = Vapor Molecular Weight

g_c = Gravitational Constant = 32.2 ft/s²

R = Universal Gas Constant = 1545 (ft-lb_f/lb-mol°R)

T_s = Storage Temperature (°R)

$fact_{di}$ = Detection and Isolation Factor



Stima della quantità rilasciata

- **La quantità rilasciabile è la minore delle seguenti :**
 - quantità che fuoriesce dall'item danneggiato più la quantità che può confluire allo stesso dagli item vicini, entro un tempo massimo di tre minuti;
 - quantità totale del gruppo di inventory interessato dalla perdita.
- **La portata massima rilasciata non potrà comunque eccedere la massa totale del gruppo di inventory.**



Sistemi di rilevazione perdite

Type of Detection System	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e., loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C



Sistemi di sicurezza per l'isolamento delle perdite

Type of Isolation System	Isolation Classification
Isolation or shutdown system activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations <i>remote from the leak</i> .	B
Isolation dependent on manually-operated valves.	C

Fattori correttivi sulla quantità rilasciata per i sistemi di rilevamento e di isolamento delle perdite ($fact_{di}$)

Detection	Isolation	Release Reduction
A	A	25%
A	B	20%
A or B	C	10%
B	B	15%
C	C	none

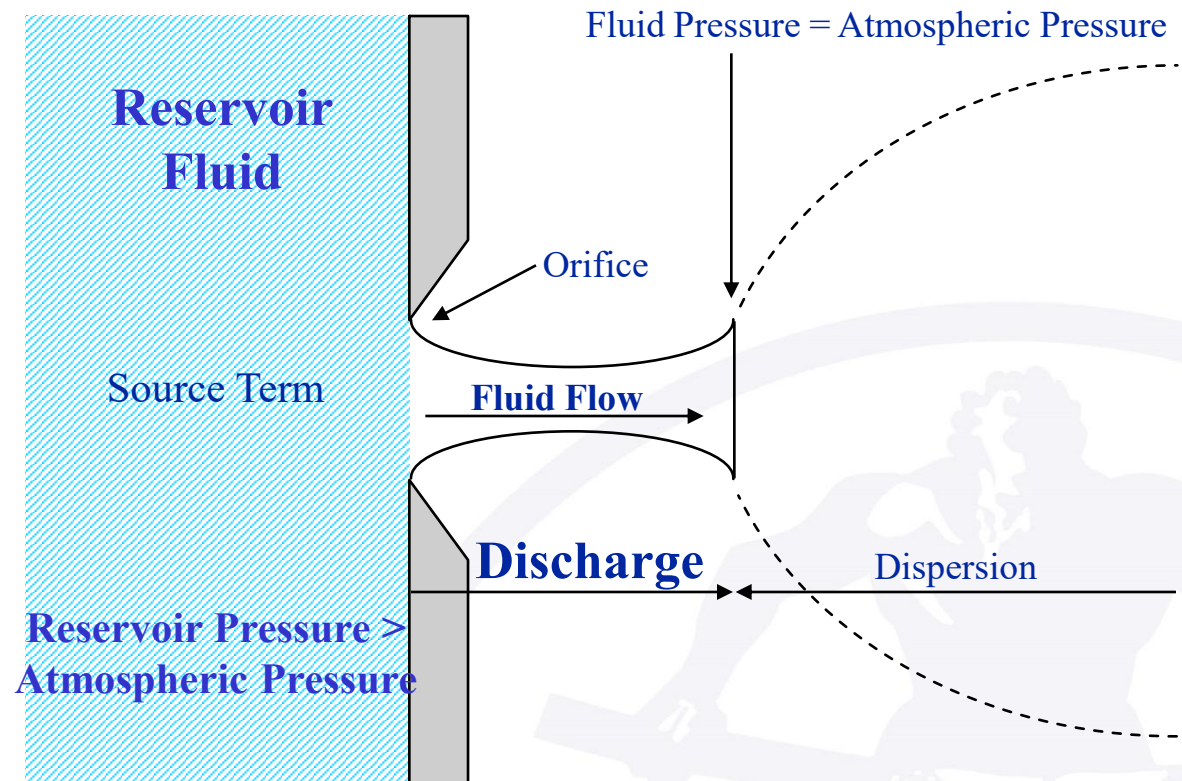
Fattori correttivi per i sistemi di mitigazione

Mitigation System	Consequence Adjustment
Inventory blowdown, coupled with isolation system rated B or higher	Reduce release rate or mass by 25%
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20%
Fire water monitors only	Reduce consequence area by 5%
Foam spray system	Reduce consequence area by 15%



Fuoriuscita e dispersione

- Tipologie di dispersione:
 - Continua
 - Istantanea
- Determinazione della fase finale del fluido per garantire la massima efficacia al modello



Fuoriuscita e dispersione

- Tipologie di dispersione:
 - Continua: tutte le fuoriuscite da fori da 1/4 di pollice sono definite continue.
 - Istantanea: in caso fuoriescano 10000 libbre (circa 4500 kg) in meno di 3 minuti.
 - Continua: in tutti gli altri casi.



Modellazione degli effetti

- La modellazione è basata su tabelle di valutazione dedicate:
 - fluido infiammabile
 - fluido tossico
 - pericolo alle persone
- Le tabelle sono state sviluppate sulla base di:
 - alberi degli eventi usati per determinare la probabilità relativa alle differenti tipologie di fuoriuscita;
 - metodologia PHAST⁽¹⁾, utile a modellare la magnitudo (espressa come area interessata) relativa al rilascio tossico/infiammabile;
 - i risultati vengono combinati in una equazione empirica per determinare un singolo valore
- (1) Process Hazard Analysis Software Tools (DNV Technica, Temecula CA - USA)



Risultati relativi alle conseguenze

- RBI definisce otto tipologie di fuoriuscita per ogni fluido rappresentativo (infiammabile / esplosivo)
- rilascio continuo/istantaneo
 - stato finale liquido - processo sotto AIT + 27°C
 - stato finale liquido - processo sopra AIT + 27°C
 - stato finale gassoso - processo sotto AIT + 27°C
 - stato finale gassoso - processo sopra AIT + 27°C
- * AIT : Auto Ignition Temperature



Risultati relativi alle conseguenze

- Per ogni fluido rappresentativo sono tabellate set di potenziali aree interessate dalla fuoriuscita del fluido per ognuna delle otto tipologie ipotizzate.

$$A_{VCE} = a x^b$$

Dove:

A_{VCE} = area di conseguenza (ft²) per fuoriuscita tipo VCE

a, b = costanti dipendenti dal fluido e dalle sue condizioni

x = portata di rilascio (lb/sec se continuo) o quantitativo fuoriuscito (lb se istantaneo)



Risultati relativi alle conseguenze

- Per ogni fluido rappresentativo sono tabellate set di potenziali aree interessate dalla fuoriuscita del fluido, combinando ognuna delle otto tipologie ipotizzate.

$$A_{\text{comb}} = p_1 A_1 + p_2 A_2 + \dots + p_3 A_3$$

Dove:

A_{comb} = area di conseguenza combinata (ft²)

p_i = probabilità dell'evento specifico

A_i = area interessata dalla singola tipologia di fuoriuscita



Risultati relativi alle conseguenze

Continuous Release Consequence Equations - Auto Ignition Not Likely*

Material	Final Phase Gas		Final Phase Liquid	
	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Fatalities (ft ²)	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Fatalities (ft ²)
C1-C2	$A = 43 x^{0.98}$	$A = 110 x^{0.96}$		
C3-C4	$A = 49 x^{0.98}$	$A = 125 x^{0.96}$		
C5	$A = 25.2 x^{0.98}$	$A = 62.1 x^{1.00}$	$A = 536 x^{0.89}$	$A = 1544 x^{0.89}$
C6-C8	$A = 29 x^{0.98}$	$A = 68 x^{0.96}$	$A = 182 x^{0.89}$	$A = 516 x^{0.89}$
C9-C12	$A = 12 x^{0.98}$	$A = 29 x^{0.96}$	$A = 130 x^{0.90}$	$A = 373 x^{0.89}$
C13-C16			$A = 64 x^{0.90}$	$A = 183 x^{0.89}$
C17-C25			$A = 20 x^{0.90}$	$A = 57 x^{0.89}$
C25+			$A = 11 x^{0.91}$	$A = 33 x^{0.89}$
H ₂	$A = 198 x^{0.992}$	$A = 614 x^{0.933}$		
H ₂ S	$A = 32 x^{1.00}$	$A = 52 x^{1.00}$		
HF				

Fattori correttivi

- Nel caso di rilasci di tipo istantaneo, si definisce efficienza energetica del rilasci:

$$enerff_n = 4 \cdot \log_{10} [mass_n] - 15$$

- Per il calcolo delle aree di danno per incendio alle attrezzature e al personale, si applica il seguente fattore correttivo:

$$CA_{equip,n}^{flam} = CA_{equip,n} \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{enerff_n} \right)$$

$$CA_{fatal,n}^{flam} = CA_{fatal,n} \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{enerff_n} \right)$$

Risultati relativi alle conseguenze

- Gli effetti inerenti perdite di agenti tossici, acidi/caustici e vapore sono tabellati;
- Agenti tossici, acidi/caustici e vapore hanno conseguenza sulla sicurezza del personale; l' H_2S è inoltre infiammabile;
- Gli agenti tossici generalmente trattati in raffineria per valutazione legate al rischio sono: HF , H_2S , NH_3 , Cl ;
- Principali cause di rischio per il personale sono :
 - vapore
 - perdite di acidi/caustici (alta, media, bassa pressione)



Risultati relativi alle conseguenze

- Sono definiti i valori soglia relativi a sostanze tossiche contenute nel fluido di processo al di sotto dei quali il rilascio tossico non è significativo: HF (30ppm), H₂S (300ppm), NH₃ (300ppm) e Cl (30ppm);
- Stato iniziale di sostanze tossiche in caso di rilascio: HF (liq), H₂S (vap o liq), NH₃ (liq) e Cl (liq);
- Fuoriuscita continua basata sulla portata e sulla durata della perdita;
- La durata della fuoriuscita continua è calcolata come il minimo tra:
 - 1 ora
 - inventory diviso la portata
 - stimata in base agli strumenti di controllo o di isolamento.
- La fuoriuscita istantanea è basata sul quantitativo di inventory.

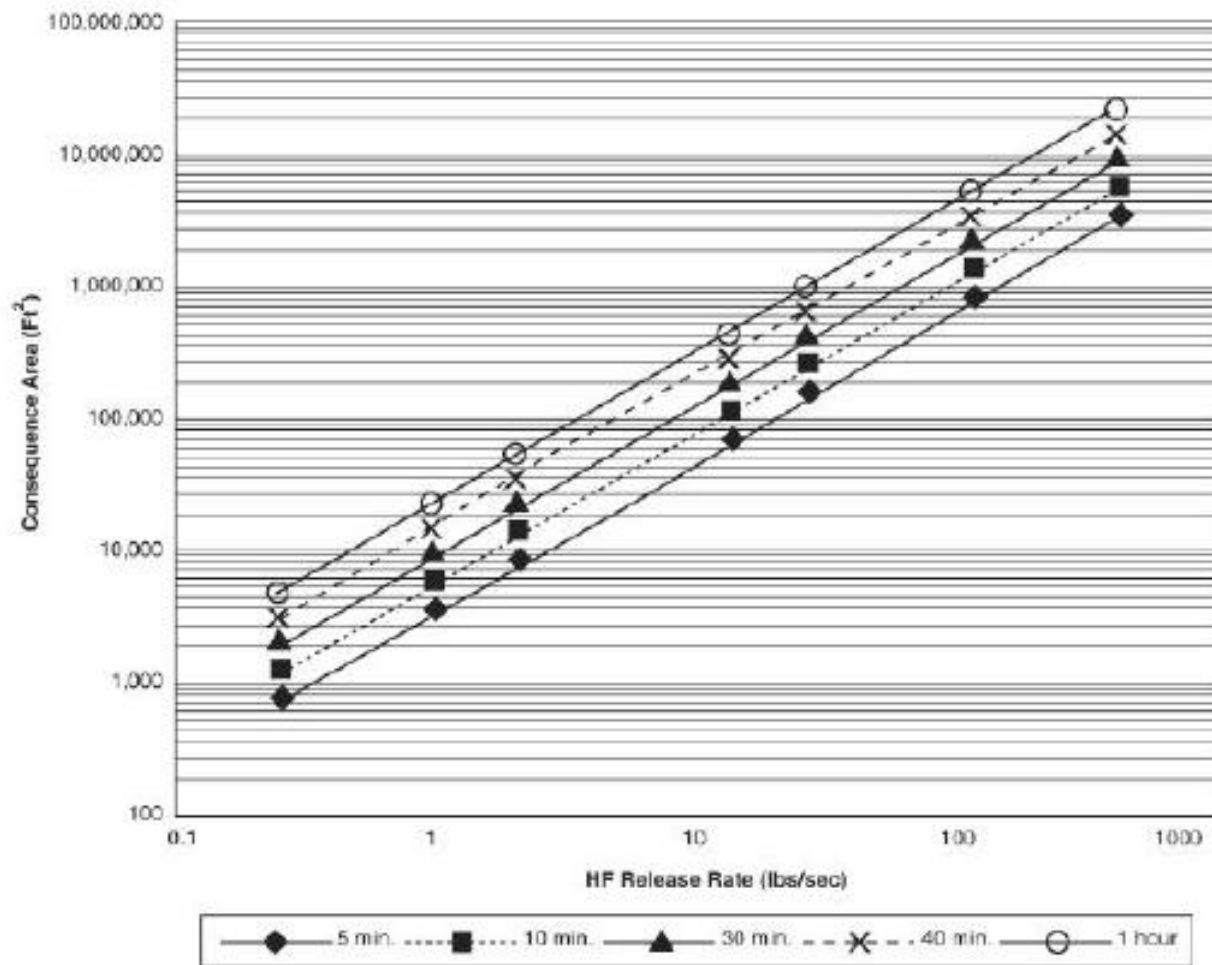


Ispezione Basata sul Rischio (RBI)

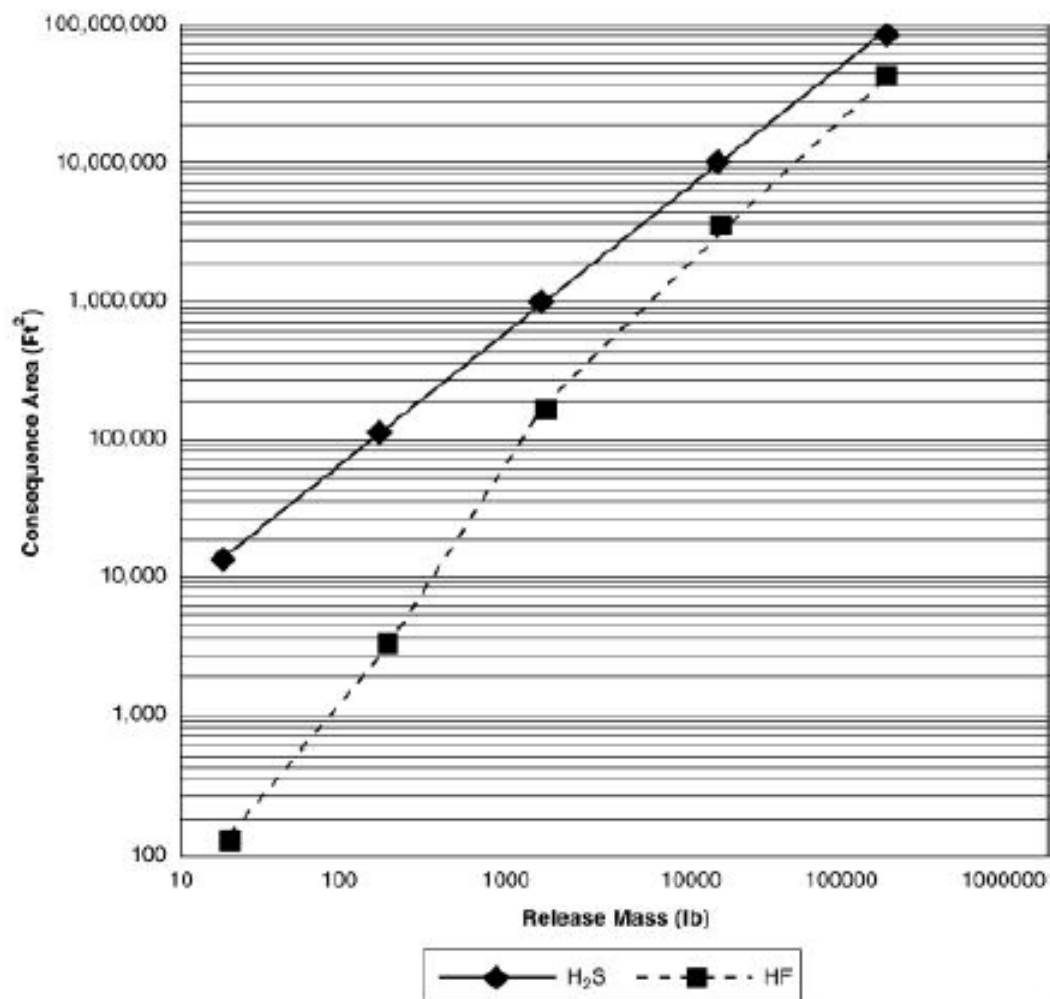
Detection System Rating	Isolation System Rating	Leak Duration
A	A	20 minutes for 1/4 inch leaks 10 minutes for 1 inch leaks 5 minutes for 4 inch leaks
A	B	30 minutes for 1/4 inch leaks 20 minutes for 1 inch leaks 10 minutes for 4 inch leaks
A	C	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
C	A, B, or C	1 hour for 1/4 inch leaks 40 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks



Area di conseguenza per rilascio continuo di H₂S



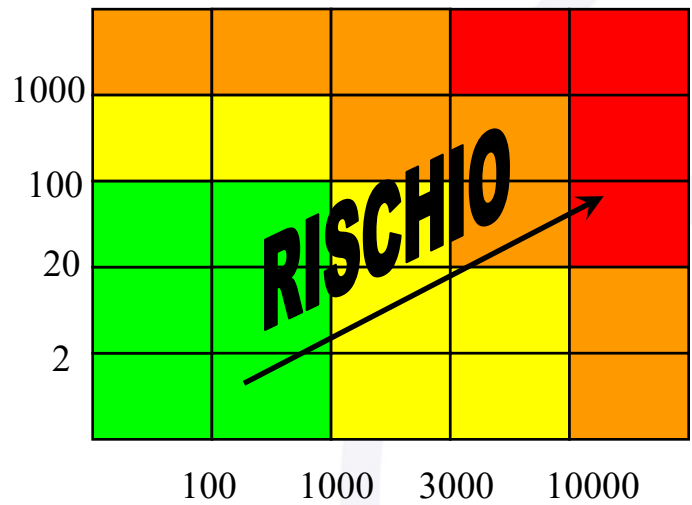
Area di conseguenza per rilascio istantaneo di H₂S



Valutazione delle conseguenze (Semi-quantitativo)

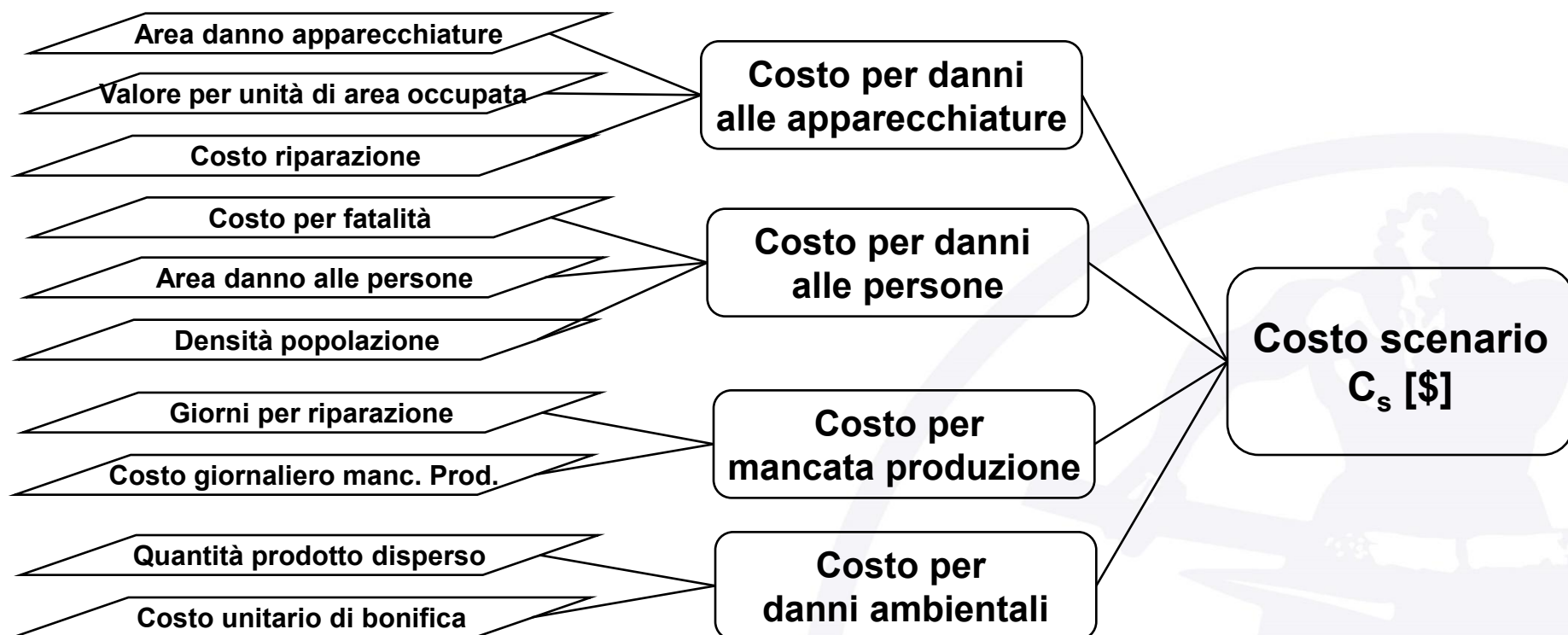
$$CA^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_n^{flam}}{gff_{total}} \right)$$

Consequence Category (2)	
Category	Range (m²)
A	$CA \leq 9.29$
B	$9.29 < CA \leq 92.9$
C	$92.9 < CA \leq 279$
D	$279 < CA \leq 929$
E	$CA > 929$



Conseguenza finanziaria

- Per ogni scenario (foro):



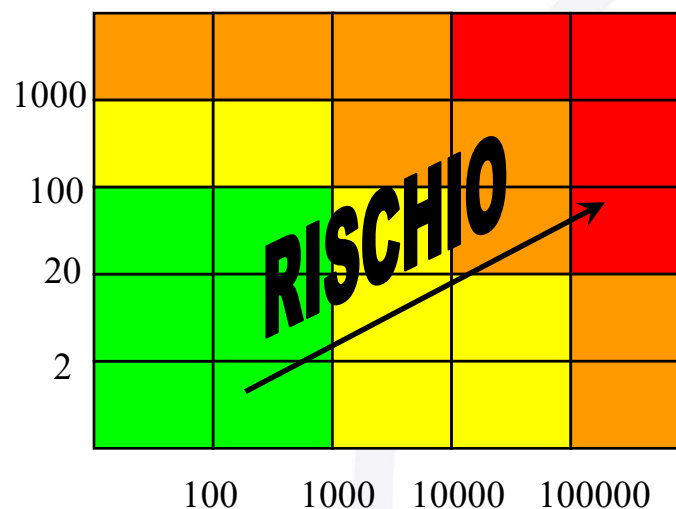
Il modellatore della conseguenza di livello II

Principali caratteristiche

- Procedura rigorosa che considera il calcolo delle aree dei modelli di combustione (VCE, Pool fire, jet fire..)
- Consente di calcolare le probabilità dell'albero degli eventi in funzione della portata di rilascio, temperatura e MW
- Considera rilasci bi-fasici (liquido + gas)
- Consente di calcolare le proprietà fisiche in base alla composizione esatta del fluido
- Utilizza modelli di dispersione per il calcolo della concentrazione nella nube di vapore in funzione del tempo e della distanza dal punto di rilascio

Analisi di rischio per l'ispezione

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{Probabilità} \\ \text{dell'evento iniziale} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \text{Conseguenza} \\ \text{finale} \\ \hline \end{array} = \text{RISCHIO}$$

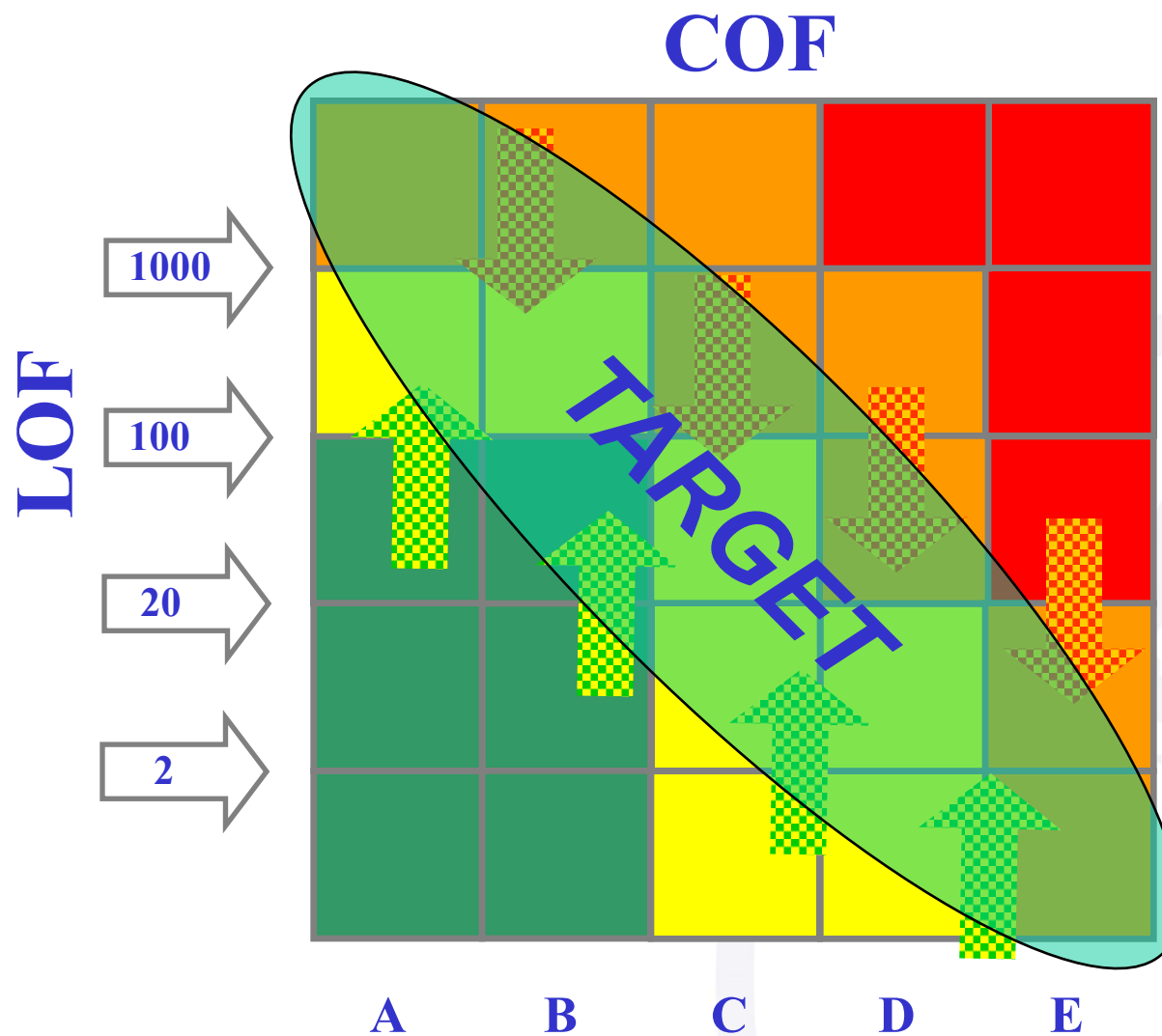


Finalità dell'analisi

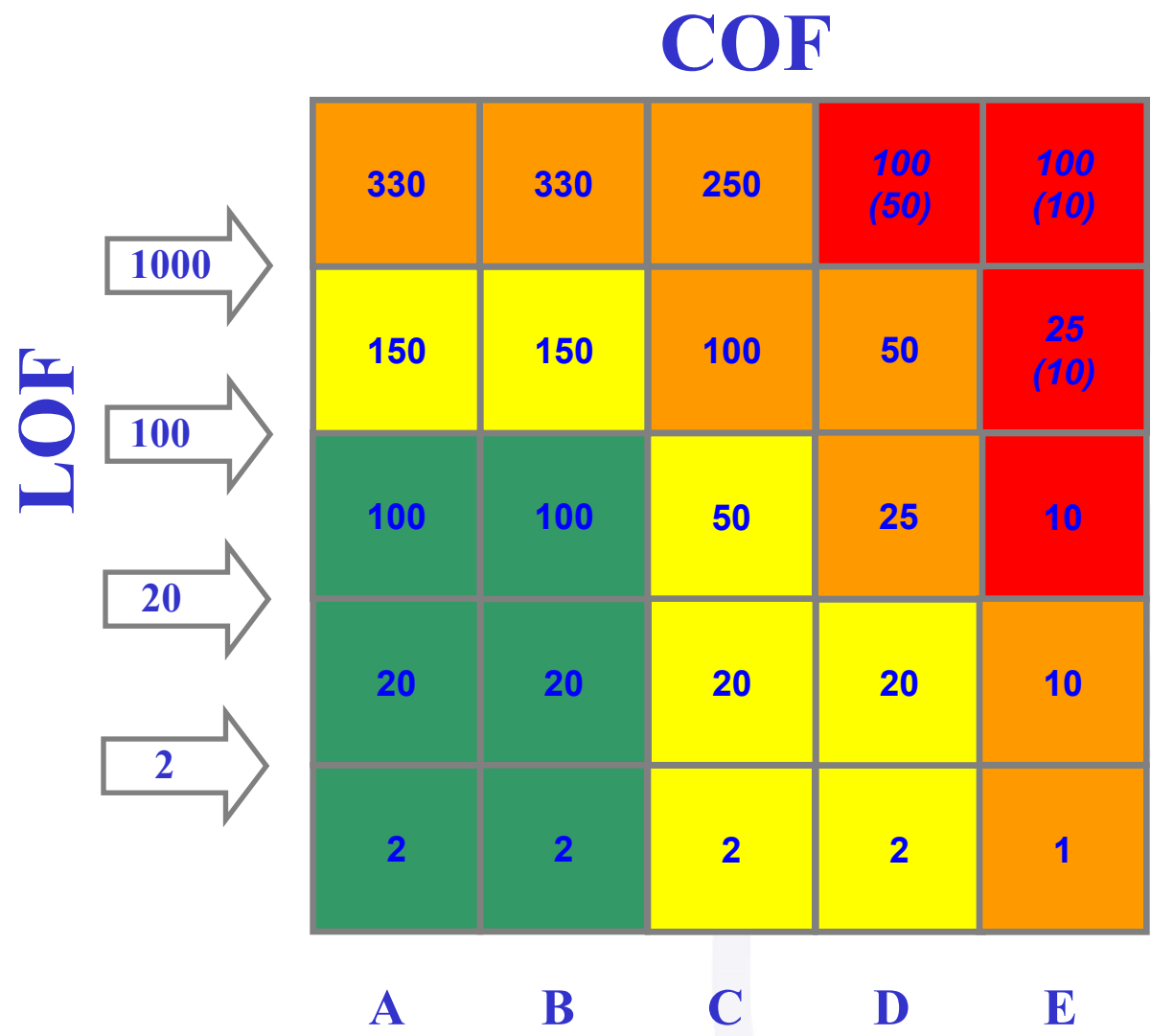
- Raggiungimento dei valori di “Target” impostati;
- Addensamento degli item sulla diagonale della matrice del rischio:
 - Mitigazione del livello di rischio per gli item posizionati sulla parte alta della matrice mediante azioni ispettive o manutentive;
 - Ragionevole innalzamento del livello di rischio per gli item posizionati sulla parte bassa della matrice.



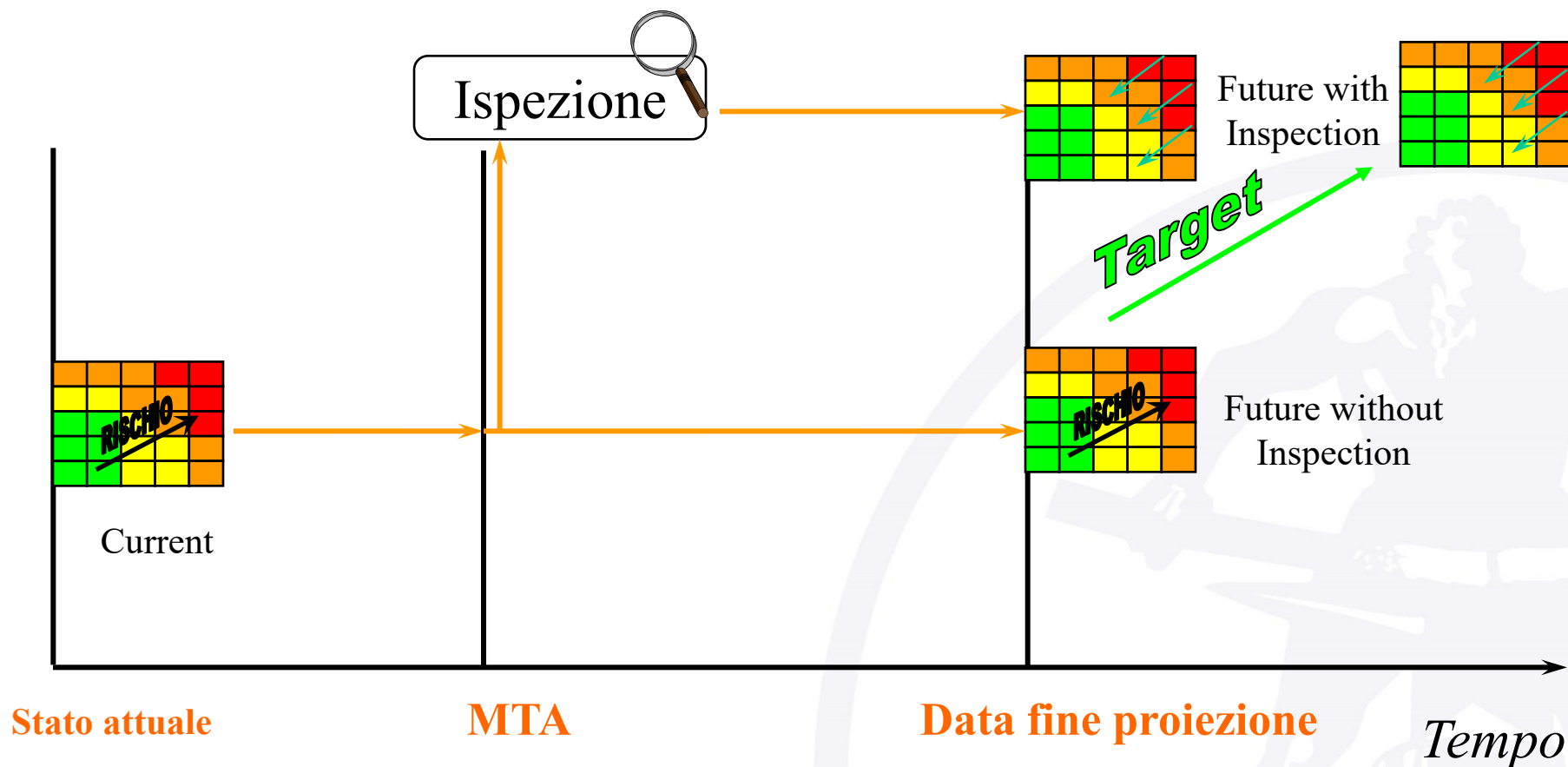
Presentazione dei risultati



Metodo dei Target (Semi-quantitativo)



Definizione dell'orizzonte temporale

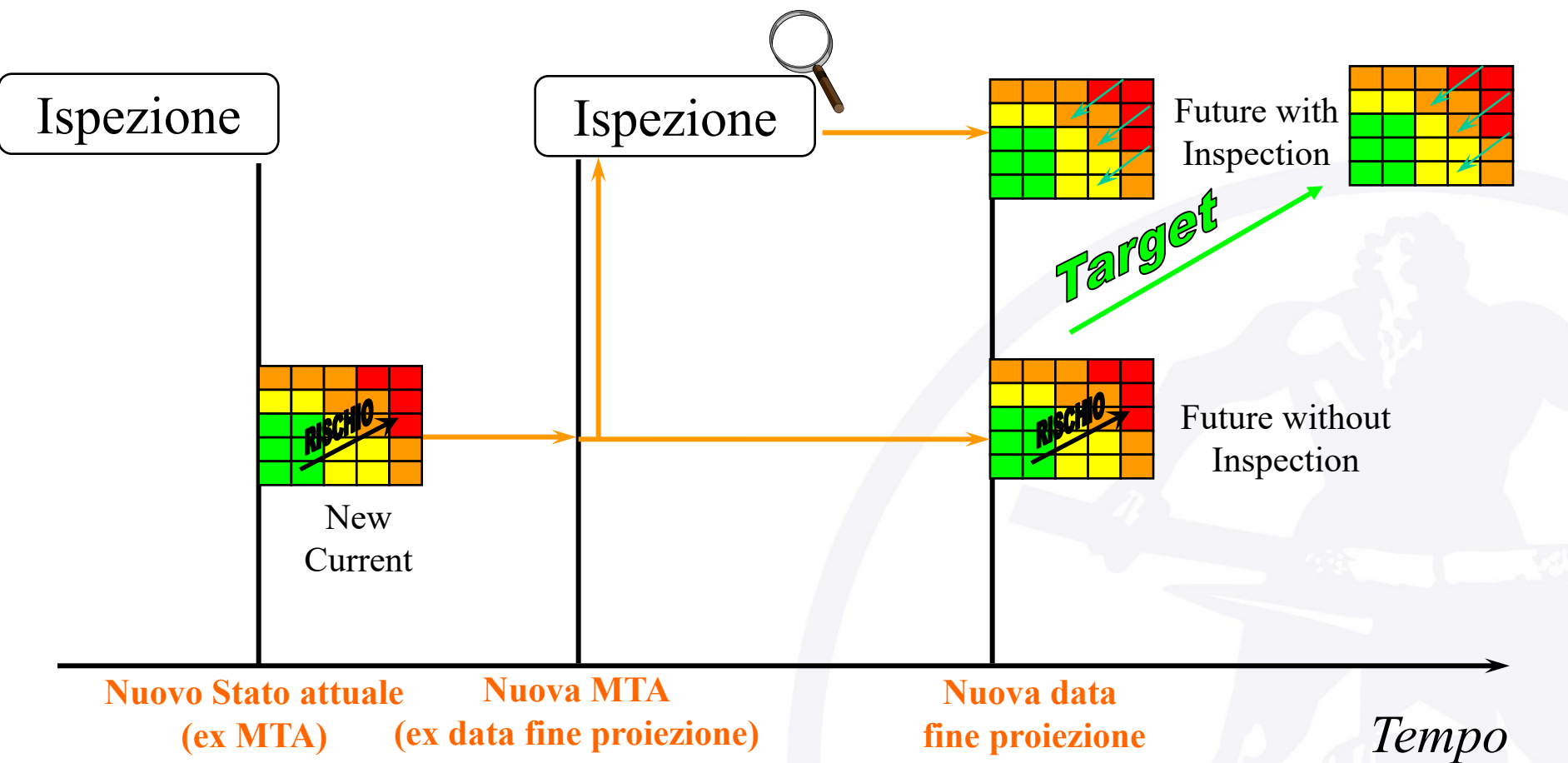


Aggiornamento dell'analisi

- Come ogni metodologia di previsione, l'analisi deve essere revisionata e aggiornata in base ai risultati dell'ispezione condotta
- Il metodo basa la previsione e quindi la mitigazione del rischio mediante l'ispezione, nell'ipotesi che i risultati dell'ispezione programmata confermano la severità (ratei di corrosione, ...) assunti nell'analisi
- Ogni variazione relativa a condizioni di processo, configurazione dell'impianto ecc. comportano la necessità dell'aggiornamento dell'analisi

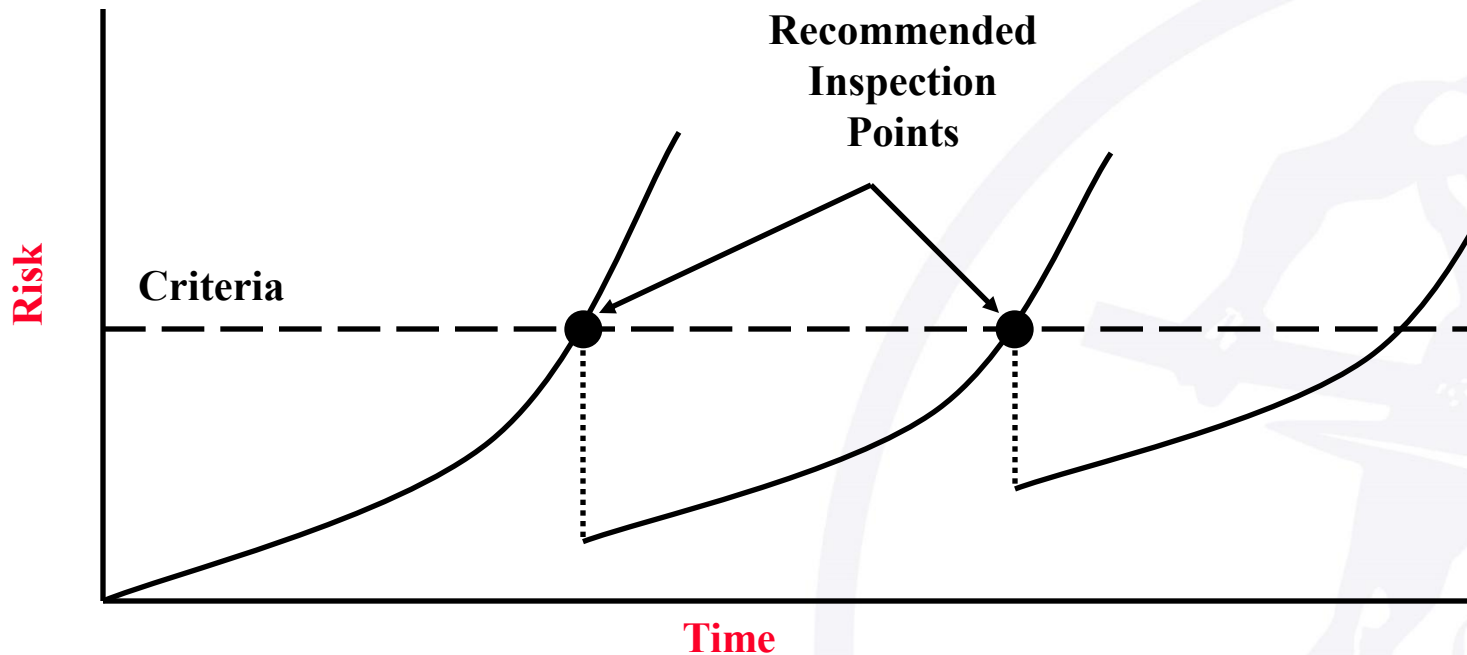


Aggiornamento dell'analisi



Impostazione della frequenza di ispezione

- Il rischio è una variabile crescente con il tempo
- L'ispezione determina la mitigazione temporanea del rischio



Definizione delle azioni correttive

- Livello di rischio accettabile: è opportuno valutare se l'ispezione è necessaria in base a
 - vincoli di legge
 - esigenze di processo (sporcammenti, integrità degli interni...)
 - interventi di modifica (revamping)
- Livello di rischio non accettabile: azione correttiva necessaria
 - sostituzione e/o modifica del componente
 - interventi di manutenzione (ripristino delle verniciature, riparazioni)
 - indicazioni per la mitigazione delle conseguenze (inserimento di valvole di cut-off, miglioramento dei sistemi di rilevazione, mitigazione e contenimento del rilascio)
 - ispezione

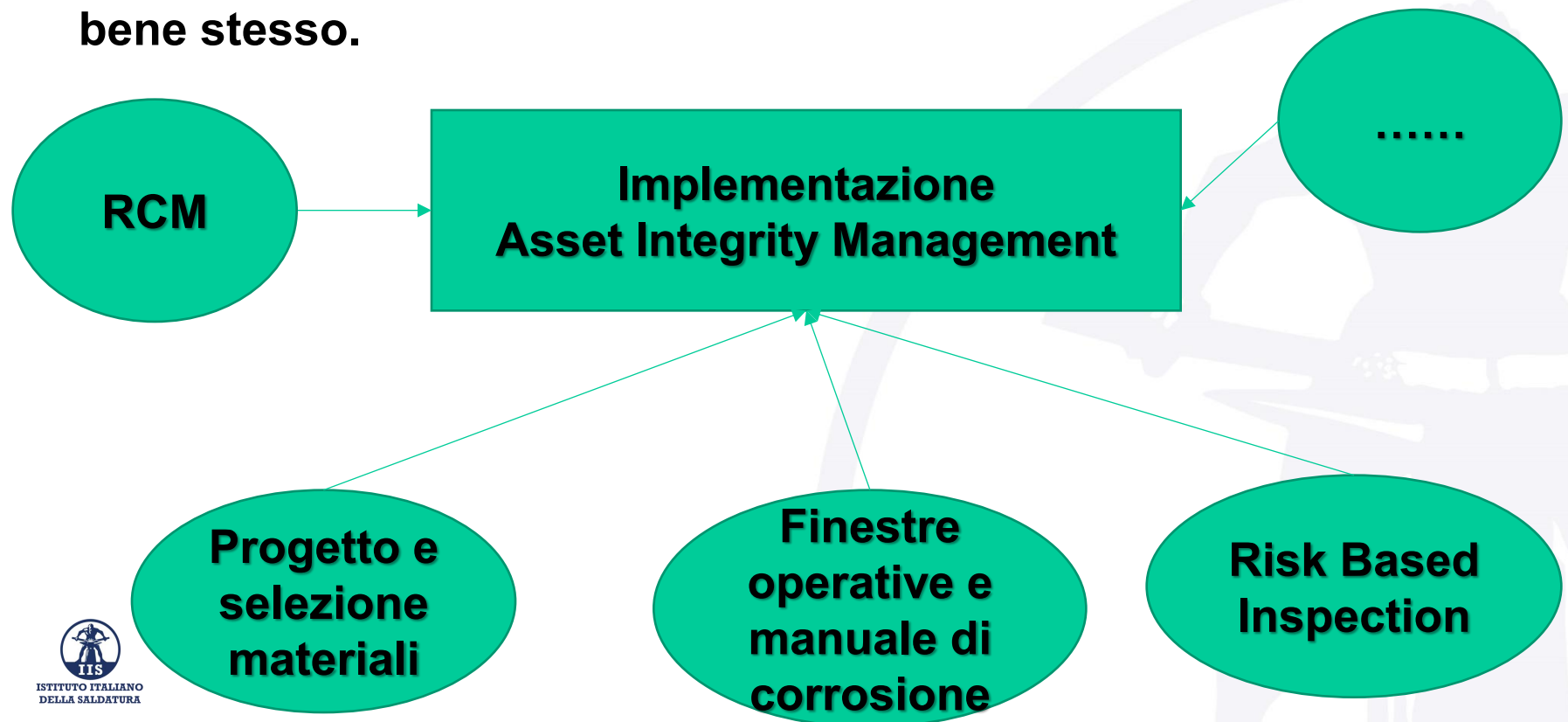


Definizione del piano di ispezione

- Il criterio di scelta della strategia di ispezione è, in definitiva, governato da considerazioni economiche
 - è identificata la strategia di controllo con la minima efficacia, ma sufficiente a raggiungere il livello di rischio accettabile
 - in generale il grado di efficacia è correlato al costo (per metodo di controllo ed estensione)
 - è determinante per l'economia generale della fermata verificare se l'ispezione può essere condotta da esterno (bonifica e apertura del componente non necessaria)
 - più difficile è valutare le posizioni di controllo e le accessibilità (necessità di ponteggiature, scale, ...), in particolare per le linee in assenza di informazioni dettagliate (sketch quotati e valutazioni di campo)

Asset Integrity Management

- Capacità di un bene di svolgere la funzione richiesta in modo efficace ed efficiente proteggendo la salute, la sicurezza e l'ambiente e la definizione dei mezzi per garantire che le persone, i sistemi, i processi e le risorse che garantiscono l'integrità siano strutturati, in uso e funzionanti durante l'intero ciclo di vita del bene stesso.

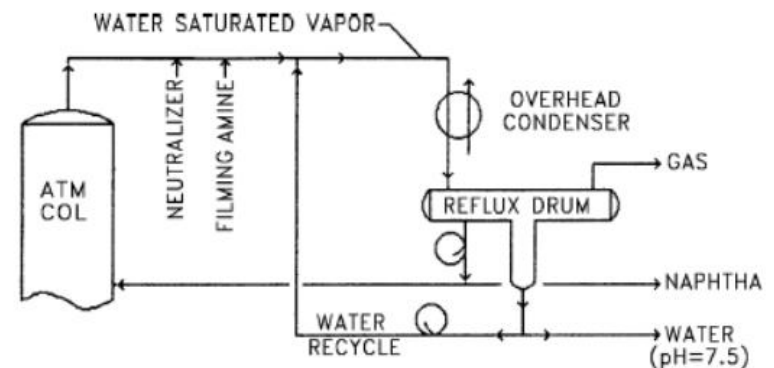
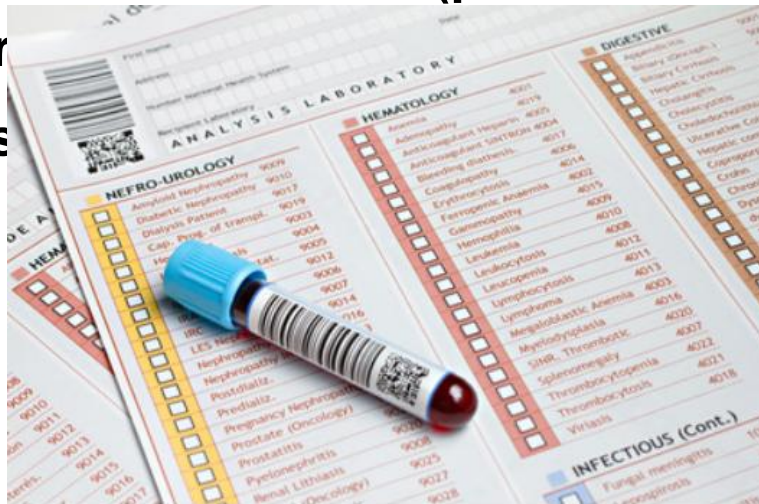


Finestre operative

- L'uso delle **finestre operative** è una pratica abbastanza comune nella nostra vita
- **Monitora il buono stato di salute di un "sistema"**
 - ❑ corpo umano (pratica consolidata)
 - ❑ impianto (pratica in implementazione nell'industria)
- **Cosa** analizzare (parametri chiave) e **quando**

(per

- Fiss



Integrity Operating Windows (IOWs)

- Le **Integrity Operating Windows (IOWs)** sono uno strumento da implementarsi come ausilio al monitoraggio dei meccanismi di danneggiamento attesi sulle varie sezioni di impianto
- I meccanismi di danno sono individuati mediante analisi di corrosione (p.e. *Corrosion Control Documents-CCD*) oppure grazie alle analisi RBI (*Risk Based Inspection*)
- Lo scopo principale delle IOWs è la gestione della sicurezza del processo in maniera tale da evitare il degrado anomalo di un item o un gruppo di essi, che può risultare in un'eventuale perdita di contenimento (*failure*)
- Le IOWs permettono di definire limiti operativi entro i quali le attrezzature possono essere mantenute in esercizio senza aggravare o innescare i fenomeni di corrosione e/o tensocorrosione attesi sugli impianti oggetto dell'analisi
- Il rispetto delle IOWs permette di esercire le apparecchiature per l'intero periodo di vita definito in fase di progetto
- La valutazione delle finestre operative è basata sulla norma **API RP 584** seconda edizione (dicembre 2021)



Parametri delle IOWs

- I tipici **parametri di processo** che possono influenzare l'integrità meccanica e/o l'affidabilità delle attrezzature sono divise in due categorie principali:

- ☐ parametri chimici (pH, TAN, contenuto S, contenuto NH_4HS , ecc.)
- ☐ parametri fisici (temperatura, pressione, velocità, ecc.)



Ingegnere
di
processo

- L'elemento principale dipendente dalle finestre operative è rappresentato dai **meccanismi di danneggiamento** (vedi API RP 571 3rd ed. marzo 2020)

Andando a variare i parametri chimico-fisici di un impianto, si ha una risposta diversa in termini di suscettibilità verso un determinato meccanismo di danno, sia esso di natura corrosiva o tensocorrosiva (SCC)



MODELLI

DM#	Damage Mechanism	DM#	Damage Mechanism
1	Sulfidation	33	885°F (475°C) Embrittlement
2	Wet H ₂ S Damage (Blistering/HIC/SOHIC/SSC)	34	Softening (Spheroidization)
3	Creep / Stress Rupture	35	Reheat Cracking
4	High temp H ₂ /H ₂ S Corrosion	36	Sulfuric Acid Corrosion
5	Polythionic Acid Cracking	37	Hydrofluoric Acid Corrosion
6	Naphthenic Acid Corrosion	38	Flue Gas Dew Point Corrosion
7	Ammonium Bisulfide Corrosion	39	Dissimilar Metal Weld (DMW) Cracking
8	Ammonium Chloride Corrosion	40	Hydrogen Stress Cracking in HF
9	HCl Corrosion	41	Dealloying (Dezincification/ Denickelification)
10	High Temperature Hydrogen Attack	42	CO ₂ Corrosion
11	Oxidation	43	Corrosion Fatigue
12	Thermal Fatigue	44	Fuel Ash Corrosion
13	Sour Water Corrosion (acidic)	45	Amine Corrosion
14	Refractory Degradation	46	Corrosion Under Insulation (CUI)
15	Graphitization	47	Atmospheric Corrosion
16	Temper Embrittlement	48	Ammonia Stress Corrosion Cracking
17	Decarburization	49	Cooling Water Corrosion
18	Caustic Cracking	50	Boiler Water / Condensate Corrosion
19	Caustic Corrosion	51	Microbiologically Induced Corrosion (MIC)
20	Erosion / Erosion-Corrosion	52	Liquid Metal Embrittlement
21	Carbonate SCC	53	Galvanic Corrosion
22	Amine Cracking	54	Mechanical Fatigue
23	Chloride Stress Corrosion Cracking	55	Nitriding
24	Carburization	56	Vibration-Induced Fatigue
25	Hydrogen Embrittlement	57	Titanium Hydriding
27	Thermal Shock	58	Soil Corrosion
28	Cavitation	59	Metal Dusting
29	Graphitic Corrosion (see Dealloying)	60	Strain Aging
30	Short term Overheating – Stress Rupture	61	Steam Blanketing
31	Brittle Fracture	62	Phosphoric Acid Corrosion
32	Sigma Phase/ Chi Embrittlement	63	Phenol (carbolic acid) Corrosion
33	885°F (475°C) Embrittlement		

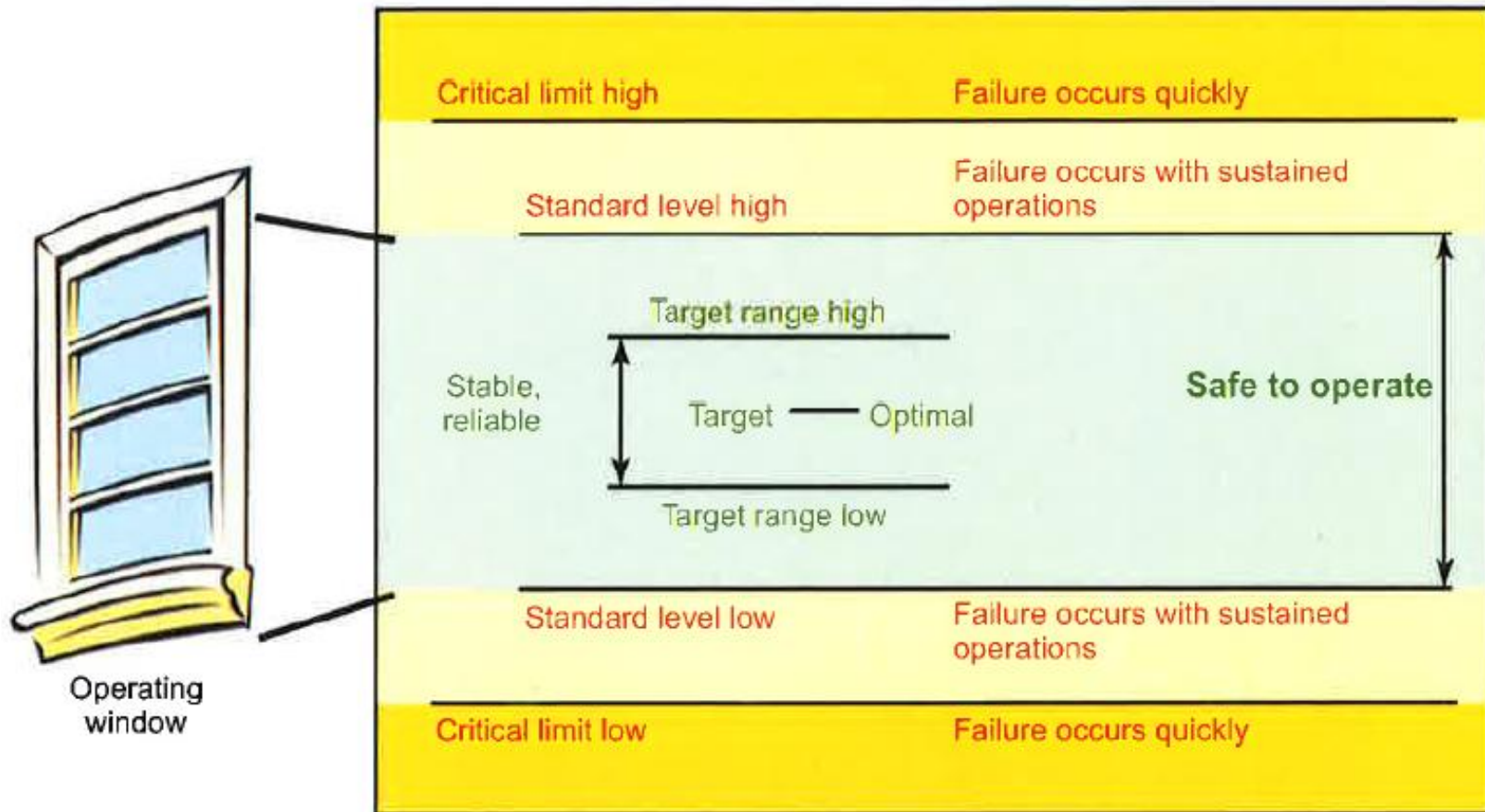


Livelli di classificazione delle IOWs

- Le IOWs devono essere suddivise in vari livelli, distinti a seconda del rischio, al fine di definire le priorità di notifica ed i relativi tempi di risposta in caso di superamento di questi
- I **tre livelli principali** sono così divisi:
 - ❑ **IOWs Critical** richiedono azioni di risposta celeri, altrimenti potrebbero portare alla rapida perdita d'integrità, fino alla perdita di contenimento, delle sezioni di impianto racchiuse nel circuito di corrosione definito
 - ❑ **IOWs Standard** possono portare a perdite di contenimento se mantenute al di sopra del limite definito per un determinato periodo di tempo
 - ❑ **IOWs Informational** non richiedono interventi immediati, ma sono utilizzate dagli esperti del settore per mantenere sotto controllo alcuni parametri che possono portare a fenomeni corrosivi a lungo termine



Limiti delle IOWs (norma API RP 584)



Definizione dei CDS (Corrosion Loop)

- Definizione dei circuiti a danno similare (Corrosion Loop)
- Valutazione del meccanismo di danneggiamento maggiormente significativo in ognuna delle sezioni
- Scelta dell'apparecchiatura più critica ai fini del rischio, ad esempio in base allo studio Risk Based Inspection (RBI) più recente

Meccanismi di danneggiamento

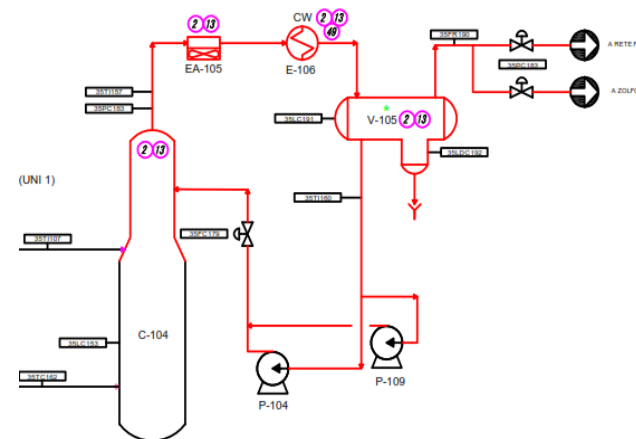


Ingegnere di
corrosione

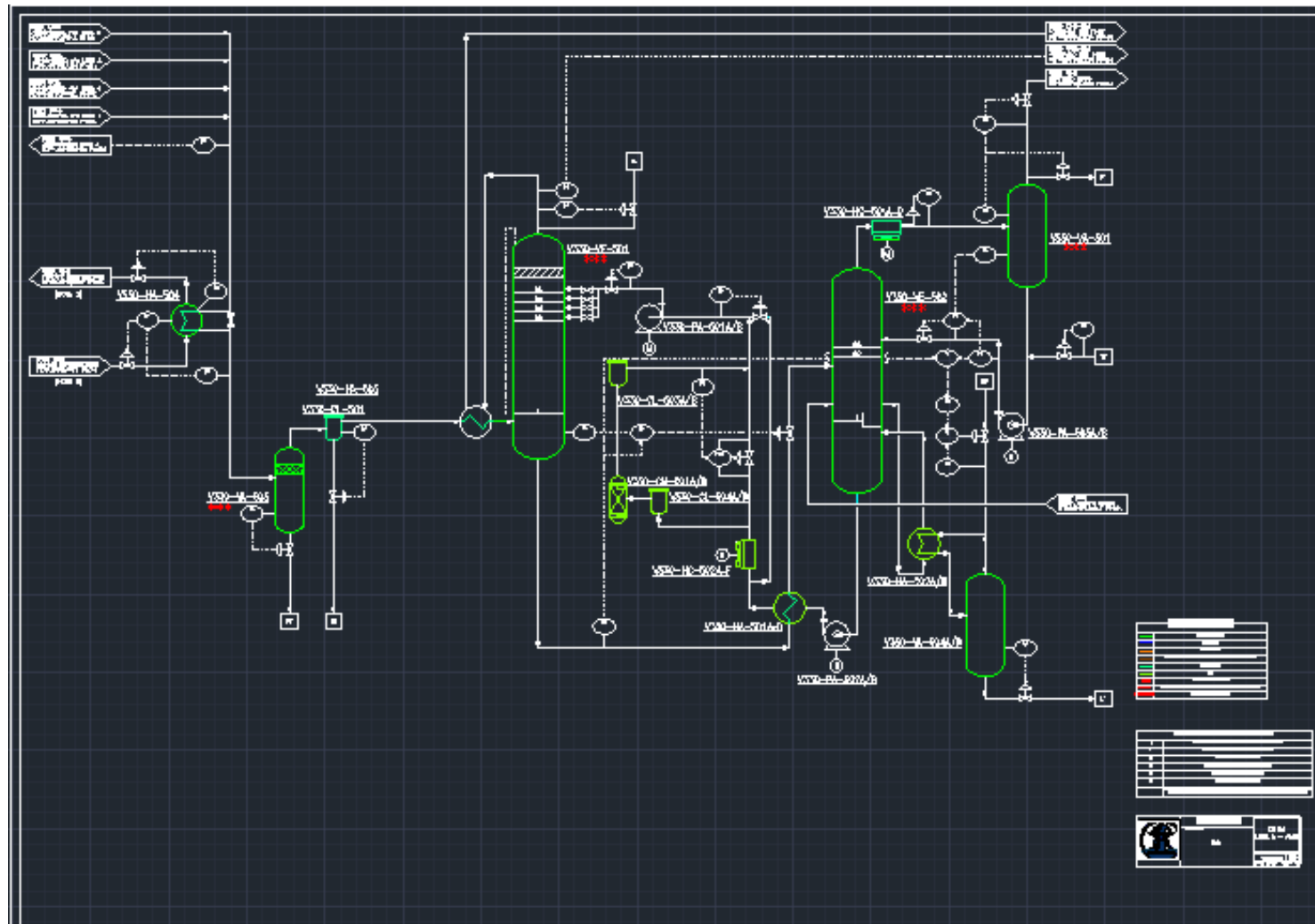
Sintesi documentale:

- ❑ Descrizione dei principali meccanismi di danneggiamento individuati
- ❑ MSD – “Material Selection Diagram” (in formato dwg)

Legenda Meccanismi di Danneggiamento	
2	Danneggiamento da H ₂ S Umido (Wet H ₂ S Damage)
4	Corrosione da idrogeno/idrogeno solforato ad alta temperatura (High temp H ₂ /H ₂ S Corrosion)
7	Corrosione da bisolfuro d'ammonio (Ammonium Bisulfide Corrosion)
8	Corrosione da cloruro d'ammonio (Ammonium Chloride Corrosion)
9	Corrosione da acido cloridrico (HCl Corrosion)
13	Corrosione da Sour Water (Sour Water Corrosion)
20	Erosione / erosione-corrosione (Erosion / Erosion-Corrosion)
48	Corrosione nel circuito acqua di raffreddamento (Cooling Water Corrosion)
I numeri identificativi dei meccanismi di danno sono gli stessi che si possono trovare nella tabella 5-3 della norma API 571 - Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.	



Esempio di MSD – “Material Selection Diagram”



Definizione delle IOWs

- **Definizione finestre operative IOWs**
- **Identificazione delle apparecchiature critiche per ogni IOW individuata**
- **valutazione dei parametri critici delle finestre operative in base ai limiti operativi dell'unità e ai limiti definiti per le IOWs**

I modelli devono fornire dati quanto più affidabili per:

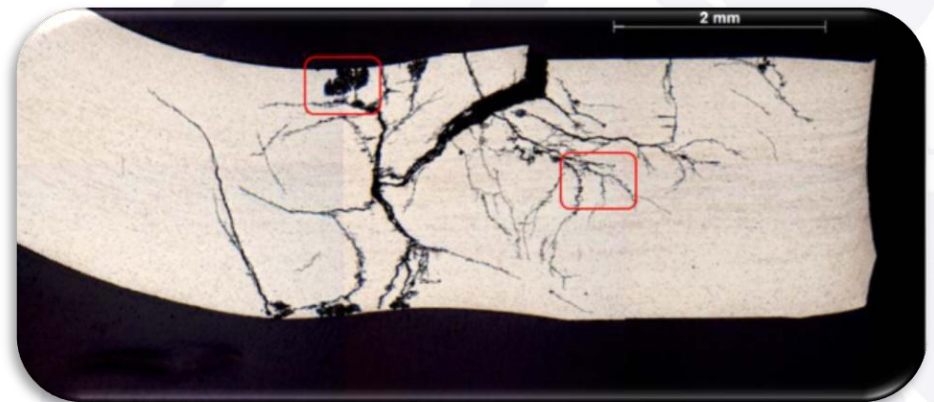
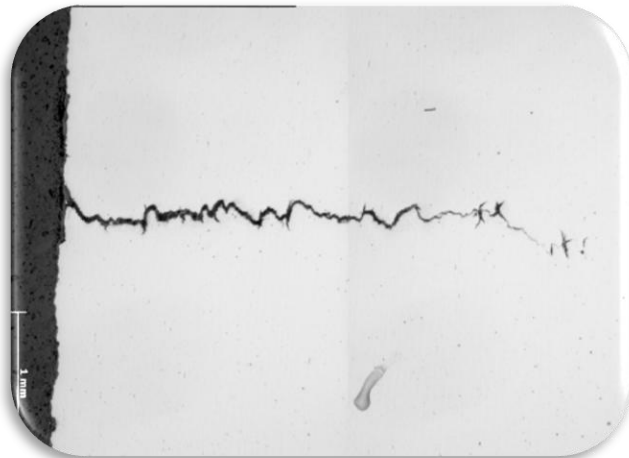
- ☐ **Rateo di corrosione (nel caso in cui la morfologia del danneggiamento sia rappresentata da “thinning”)**
- ☐ **Suscettibilità (nel caso in cui la morfologia del danneggiamento sia assimilabile a “cracking”)**

Importante, per non dire fondamentale, la sensibilità di chi fa l'analisi e la scelta del giusto “modello” che deve essere:

- **disponibile**
- **affidabile**
- **applicabile nella pratica**

Classificazione delle IOWs per morfologia di danno

- Valutazione, in base ai dati raccolti e discussi insieme all'intero gruppo di lavoro, di quali IOW possano essere definite:
 - classificazione delle IOW – morfologia del danneggiamento di tipo “thinning”
 - classificazione delle IOW – morfologia del danneggiamento di tipo “cracking”



IOWs – Esempio meccanismi di danno e morfologia

SEZIONE IMPIANTO	MATERIALE DI COSTRUZIONE	MECCANISMO DI DANNO	MORFOLOGIA DEL DANNEGGIAMENTO
REAC	CS	Danneggiamento da H2S umido (Wet H2S damage) Corrosione da acido cloridrico (Hydrochloric Acid Corrosion) Corrosione da sour water (Sour water Corrosion)	Corrosione localizzata con assottigliamento interno e Tensocorrosione su saldature non trattate e Difetti in materiale base
Circuito testa colonna C-104	CS	Danneggiamento da H2S umido -SSC-HIC (Sulfide Stress Corrosion Cracking - HIC-SOHIC/H2S) Corrosione da sour water (Sour water Corrosion)	Corrosione localizzata con assottigliamento interno e Tensocorrosione su saldature non trattate e Difetti in materiale base



IOWs – Esempio meccanismi di danno e parametri modello

MODELLO DEL MECCANISMO DI DANNO	PARAMETRI DEL MODELLO
API 581 ed. 2016 Table 8.2, Table 8.3 (SSC); API 581 ed. 2016 Table 9.2, Table 9.3 (HIC-SOHIC) API 581 ed. 2016 Table 2.B.2.3M API 581 ed. 2016 Table 2.B.10.2M	pH ppm di H ₂ S Temperatura Tipologia di materiale Stato di fornitura del materiale PWHT
API 581 ed. 2016 Table 8.2, Table 8.3 (SSC); API 581 ed. 2016 Table 9.2, Table 9.3 (HIC-SOHIC) API 581 ed. 2016 Table 2.B.2.3M API 581 ed. 2016 Table 2.B.10.2M	pH ppm di H ₂ S Temperatura Tipologia di materiale Stato di fornitura del materiale PWHT

IOWs – Esempio di “normal operation”

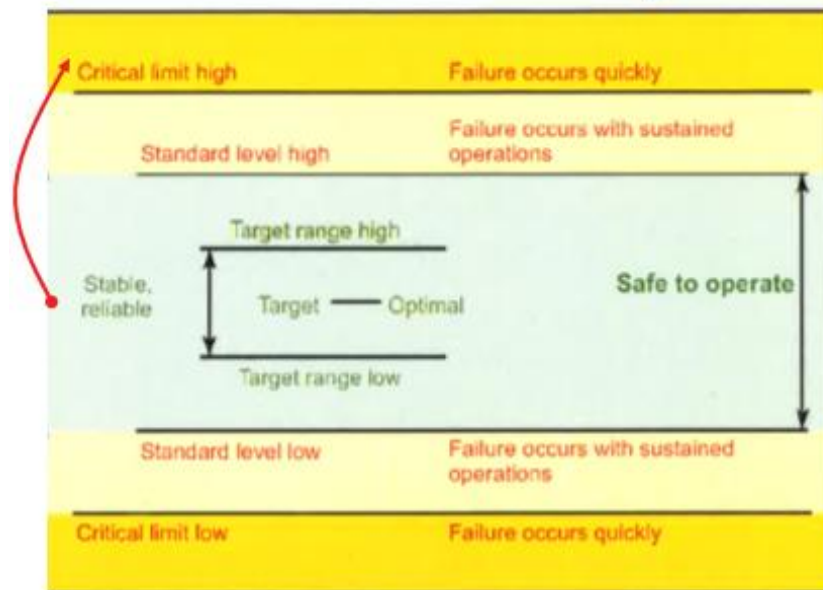
- Le condizioni di riferimento sono quelle collegate alle “**normal operations**” e sono desunte dalle condizioni presenti nell’ultimo studio RBI disponibile



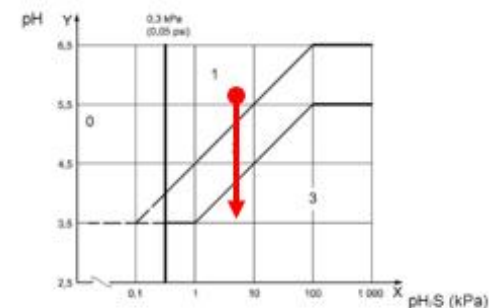
NORMAL OPERATION (condizione di riferimento)	LIMITI OPERATIVI
T= 33°C pH=6.6 Cloruri =10 ppm ppm NH4= 80	 pH= 5.5-7.5
T= 33°C pH=5.9 Cloruri =15ppm	 pH= 5.5-7.5

IOWs - Fattore di aggravamento

- ❑ Considerate le *normal operations*, si definisce “**fattore di aggravamento**” la quantificazione dell’aggravio delle condizioni operative delle attrezzature a pressione a seguito del superamento dei limiti delle IOW impostate
- ❑ Il fattore di aggravamento viene definito per identificare la probabilità di failure legata al/ai meccanismo/i di danneggiamento presente/i
- ❑ Il fattore di aggravamento e il tempo di aggravamento sono utili e funzionali ad apprezzare la variazione/incremento del livello di rischio conseguente con l’eventuale permanersi delle condizioni di supero de



SSC Domain Diagram from NACE MR0175/ISO 15156 Part 2

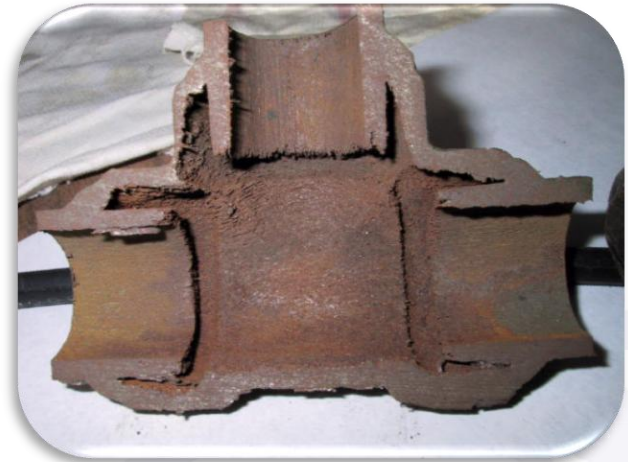


IOWs - Morfologia del danneggiamento “thinning”

- Si definisce “fattore di aggravamento” W_f (“worsening factor”) il rapporto tra il rateo di corrosione CR_w nelle condizioni di aggravamento/supero ed il rateo di corrosione nello scenario di riferimento CR_{ref} (normal operation) desunto dall’ultimo studio RBI disponibile:

$$worsening\ factor = w_f = \frac{CR_w}{CR_{ref}}$$

- Il rateo CR_w
 - ❑ viene valutato sulla base di uno studio ad HOC (corrosion engineer)
 - ❑ viene estrapolato da documenti (p.e. norma API RP 581 3rd ed. del 2016)
- Per la definizione della probabilità di danno P_f , in funzione delle modificate (aggravate) condizioni di processo e della sua relativa posizione nella matrice di rischio, si opera un’associazione tra normali condizioni operative e fattore di aggravamento
- Il valore della conseguenza del danno C_f è estratto direttamente dal valore calcolato nell’ultimo studio RBI disponibile



IOWs – Ratei di corrosione stimati (API RP 581)

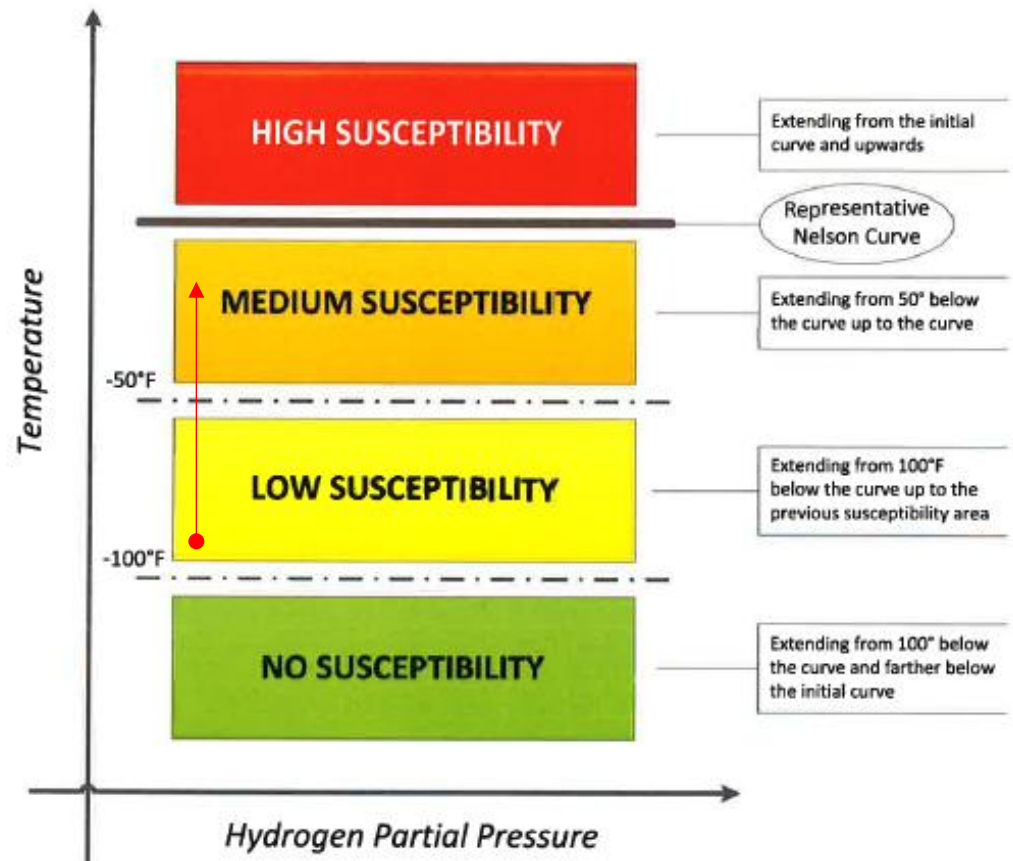
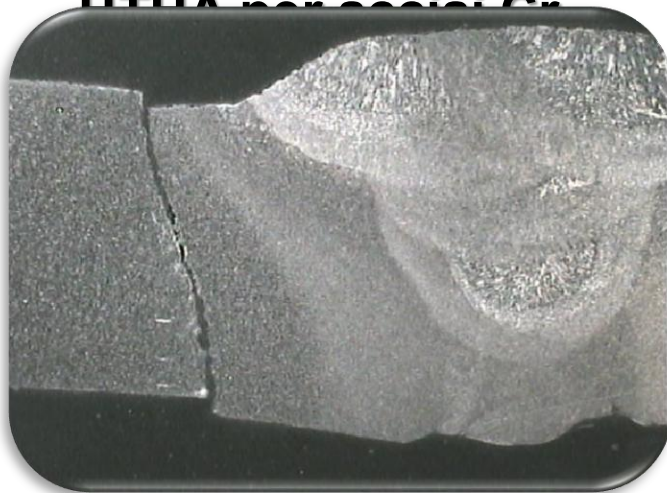
Table 2.B.5.4M – H₂SO₄ Corrosion – Estimated Corrosion Rates for Type 316 SS (mm/y)

Acid Concentration (wt%)	Temperature								
	30°C			40°C			60°C		
	0.61 m/s	1.83 m/s	2.13 m/s	0.61 m/s	1.83 m/s	2.13 m/s	0.61 m/s	1.83 m/s	2.13 m/s
98	0.13	0.25	0.38	0.38	0.76	1.14	2.54	5.08	7.62
92.5	0.25	0.51	0.76	0.76	1.52	2.29	10.16	20.32	25.37
87	0.51	1.02	1.52	1.27	2.54	3.81	20.32	25.37	25.37
82	1.27	2.54	3.81	10.16	20.32	25.37	25.37	25.37	25.37
75	7.62	15.24	22.86	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37
65	15.24	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37
50	22.86	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37
30	5.08	10.16	15.24	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37	25.37
15	0.76	1.52	2.29	1.52	3.05	4.57	5.08	10.16	15.24
8	0.25	0.51	0.76	0.76	1.52	2.29	2.03	4.06	6.1
3.5	0.13	0.25	0.38	0.51	1.02	1.52	1.02	2.03	3.05
2	0.13	0.25	0.38	0.13	0.25	0.38	0.25	0.51	0.76

IOWs - Morfologia del danneggiamento “cracking”

- Per i fenomeni di SCC (Cracking), il **fattore di aggravamento** è legato al passaggio da un livello di **suscettibilità** ad uno superiore
- La suscettibilità di riferimento è quella collegata alla “normal operation”

Esempio di suscettibilità a



- Il valore della **conseguenza del danno C_f** è estratto direttamente dal valore calcolato nell'ultimo studio RBI disponibile

IOWs – Suscettibilità stimata (API RP 581)

Table 9.2 – Environmental Severity – HIC/SOHIC-H₂S Cracking

pH of Water	Environmental Severity as a Function of H ₂ S content of Water			
	< 50 ppm	50 to 1,000 ppm	1,000 to 10,000 ppm	> 10,000 ppm
< 5.5	Low	Moderate	High	High
5.5 to 7.5	Low	Low	Low	Moderate
7.6 to 8.3	Low	Moderate	Moderate	Moderate
8.4 to 8.9	Low	Moderate	Moderate*	High*
> 9.0	Low	Moderate	High*	High*

Note: *If cyanides are present, increase the susceptibility to HIC/SOHIC-H₂S one category for pH > 8.3 and H₂S concentrations greater than 1,000 ppm

Table 9.3 – Susceptibility to Cracking – HIC/SOHIC-H₂S

Environmental Severity	Susceptibility to Cracking as a Function of Steel Sulfur Content					
	High Sulfur Steel ⁽¹⁾ > 0.01% S		Low Sulfur Steel ≤ 0.01% S		Product Form – Seamless/Extruded Pipe	
	As-Welded	PWHT	As-Welded	PWHT	As-Welded	PWHT
High	High	High	High	Medium	Medium	Low
Moderate	High	Medium	Medium	Low	Low	Low
Low	Medium	Low	Low	Low	Low	Low

1. Typically includes A 70, A 201, A 212, A 285, A 515, and most A 516 before about 1990.

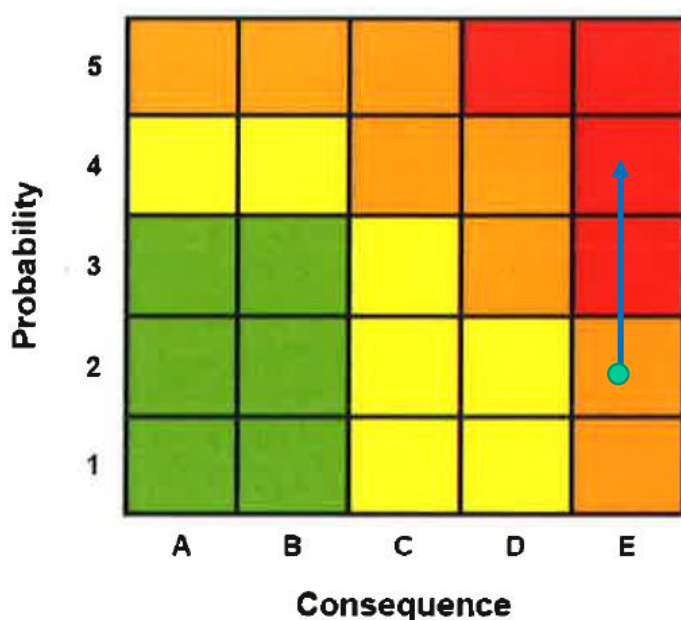


IOWs – Esempio di analisi di rischio e tipo di IOW

T < dew point pH < 5.5 pH > 7.5	2E	Informativa	TI-375 (verificare se esiste un altro TI) pH: campionamento su pot V-103
pH < 5.5 pH > 7.5	2E	Informativa	pH: campionamento su pot V-103
T < 260°C	3D	Informativa	TI-107
pH < 5.5 pH > 7.5	2E	Standard	pH: campionamento su pot V-105
	2E	Informativa	TI-377/378/379/380

IOWs – Matrice di rischio

Noti sia la **probabilità P_f** che la **conseguenza C_f** del danno, la classificazione delle IOWs viene eseguita mediante la **matrice di rischio** dedotta dalla norma API RP 581



Risk	Type of IOW	IOW Guidance/Action
High	Critical	IOW's Required - Limits and durations established on all IOW process parameters for monitoring; IOW's are alarmed/alerted and SME's are notified of exceedances; Operations take urgent predetermined action to return process to normal operation.
Medium High	Critical or Standard	IOW's Required - Limits and durations established on all IOW process parameters for monitoring; IOW's are alarmed/alerted and SME's are notified of exceedances; Operations take predetermined action to return process to normal operation.
Medium	Standard or Informational	IIL's Identified - IOW's identified suggested limits specified for each IOW; Operations and SME's are alerted/notified of exceedances; Troubleshooting initiated with planned adjustments to operations, inspection/maintenance developed.
Low	Informational	IIL's Suggested - Normal operating parameters identified for analysis; Parameters tracked and trended by SME to determine long-term effects on equipment reliability.

IOWs – Documentazione finale

- Redazione di un **elaborato finale** sia in formato cartaceo che su supporto ottico (DVD):
 - ❑ elaborato descrittivo dello studio realizzato (relazione tecnica in formato pdf)
 - ❑ tabelle Excel esplicative delle IOWs individuate (stand alone ed integrate)
 - ❑ rappresentazioni grafiche (MSD, IOW stand alone, IOW integrate) in formato dwg

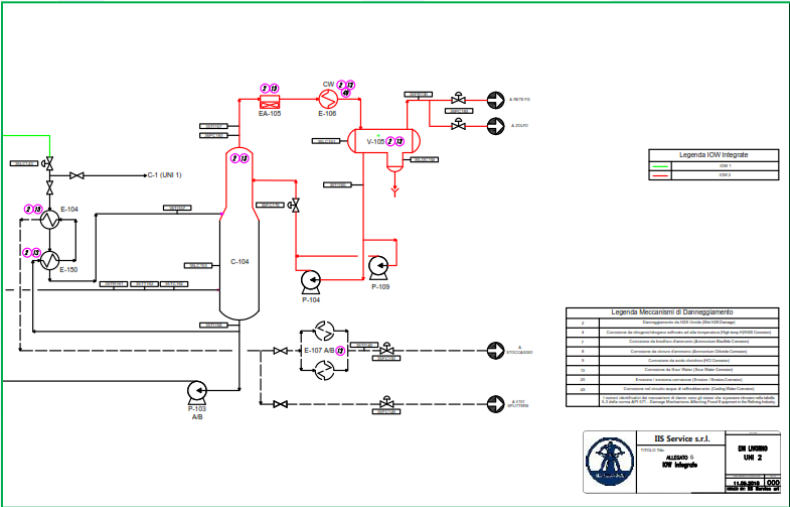
Esistono sostanzialmente due strumenti per la stima del grado di corrosività nelle suddette condizioni: uno è quello correlato alla concentrazione di NH_4HS nella fase acquosa (misurata all'uscita del separatore), l'altro è quello che tiene conto del parametro K_p , definito come prodotto su base asciutta della % molare di NH_3 e H_2S della corrente. La stima e/o misura di tali parametri permette di definire tre regimi di corrosione schematizzati nella seguente tabella.

K_p (mol% NH_3 x mol% H_2S)	NH_4HS (%wt)	Severità
< 0.07	< 2	Bassa
0.07-0.4	2-8	Moderata
> 0.4	> 8	Alta

Gestendo la portata dell'iniezione d'acqua di lavaggio è possibile controllare la concentrazione di sale entro valori "sicuri". Una certa quantità di acqua non deve vaporizzare per garantire la diluizione dei composti aggressivi; tale quantità viene di norma fissata intorno al 25 %.

Anche la velocità della corrente riveste un importante ruolo nell'innescare di fenomeni di corrosione; in particolare, in condizioni trifasiche (acqua, idrocarburo liquido, gas) la presenza di regimi di flusso turbolenti ("slug" e "annular" in fig. 1) comporta il danneggiamento di film superficiali protettivi e conseguenti elevate velocità di corrosione. Pertanto, già in condizioni di severità moderata si applica un limite alla velocità del fluido pari a 6 m/s per la metallurgia in acciaio al carbonio e 9 m/s per metallurgie superiori.

IMPIANTO	IOW ID	DESCRIZIONE IMPIANTO	PARAMETRO MONITORATO	SEZIONE IMPIANTO	MATERIALE DI COSTRUZIONE	MECCANISMO DI DANNO
35	1	UNIFINER 2	pH su pot V-103	REAC	CS	Danneggiamento da H2S umido (Wet H2S damage) Corrosione da acido cloridrico (Hydrochloric Acid Corrosion) Corrosione da sour water (Sour water Corrosion)
35	2	UNIFINER 2	pH su pot V-105	Circuito testa colonna C-104	CS	Danneggiamento da H2S umido -SSC-HIC (Sulfide Stress Corrosion Cracking - HIC-SOHIC/H2S) Corrosione da sour water (Sour water Corrosion)



IOWs – Vantaggi dell'utilizzo delle finestre operative

- Nell'ambito dell'**ASSET INTEGRITY MANAGEMENT** l'implementazione delle finestre operative rappresenta uno **strumento pratico** (implementato in sito) che contribuisce alla **gestione della sicurezza** del processo in maniera tale da evitare il degrado anomalo di un item o un gruppo di essi, che può risultare in un'eventuale perdita di contenimento (**failure**)
- Le IOWs permettono di definire **limiti operativi** entro i quali le attrezzature possono essere mantenute in esercizio senza "aggravare" i fenomeni di danno attesi sugli impianti oggetto dell'analisi
- Le IOWs permettono di gestire attraverso il **fattore di aggravamento** il superamento dei suddetti parametri di processo chiave integrati nello studio
- Il rispetto delle IOWs permette di **esercire le apparecchiature per l'intero periodo di vita** definito in fase di progetto
- Concetti come **normal operations, fattore di aggravamento, livello di rischio**, sebbene di semplice definizione, richiedono uno studio attento, multidisciplinare e ponderato che presuppone un importante know-how delle figure coinvolte per far sì che lo strumento delle IOWs non rimanga un puro esercizio documentale

