



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELLA SICUREZZA
CIVILE E INDUSTRIALE

Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria della Sicurezza Civile e Industriale

VALUTAZIONE DEL RISCHIO ATTRAVERSO METODICHE DI “FITNESS FOR SERVICE”

Relatrice:

Prof.ssa Ing. Chiara Vianello

Laureando:

Carlo De Angeli

ANNO ACCADEMICO 2021/2022

Sommario

Indice delle figure	iv
Indice delle tabelle	v
Introduzione	1
1 Norma API 579 e “Fitness For Service”	3
1.1 Norma API 579	3
1.2 Metodologia Fitness For Service	5
1.3 Sviluppo del Software in Antea.....	7
2 Procedura di valutazione della FFS	9
2.1 Meccanismi di danno	10
2.1.1 Perdita di spessore generalizzata.....	11
2.1.2 Perdita di spessore localizzata.....	12
2.1.3 Pitting	12
2.1.4 Blister e delaminazione	13
2.1.5 Cricche	14
2.1.6 Scorrimento viscoso (Creep)	15
2.1.7 Infragilimento	15
2.2 Livelli di valutazione	17
2.2.1 Valutazione di Livello 1	17
2.2.2 Valutazione di Livello 2	18
2.2.3 Valutazione di Livello 3.....	18
3 Valutazione del danno da incendio	21
3.1 Forme di danno da incendio	21
3.2 Requisiti dei dati.....	23
3.3 Zone di esposizione al calore	25
3.4 Tecniche di valutazione e criteri di accettazione	28
3.4.1 Livello 1.....	28
3.4.2 Livello 2.....	32

3.4.3	Livello 3	34
4	Valutazione dei danni: Incendi, Esplosioni e Calore	35
4.1	Raccolta e preparazione dei dati preliminari.....	36
4.1.1	Tempistiche.....	36
4.1.2	Interviste ai testimoni	36
4.1.3	Diagrammi di sistema.....	36
4.1.4	Dati metereologici e filmati.....	37
4.1.5	Effetti termici sui materiali.....	37
4.1.6	Altre attrezzature e strutture.....	38
4.1.7	Effetti termici su tubazioni e recipienti	38
4.1.8	Colorazione termica	39
4.1.9	Mappatura degli indicatori di danno da calore.....	40
4.1.10	Mappatura di aree inaccessibili.....	41
5	Analisi del rischio applicata al caso studio.....	43
5.1	Caso studio.....	43
5.2	Lavorazione del petrolio.....	44
5.2.1	Reforming.....	46
5.3	Definizione del rischio.....	47
5.4	Identificazione del rischio.....	48
5.4.1	Analisi storica incidentale.....	50
5.4.2	Definizione scenario incidentale – TOP EVENT	53
5.4.3	Valutazione delle frequenze di accadimento	53
5.4.4	Valutazione delle conseguenze	58
6	Valutazione dell'integrità di un serbatoio in pressione.....	65
6.1	Materiali da costruzione	65
6.1.1	Descrizione del componente	66
6.1.2	Procedura di FFS.....	67

6.1.3	Studi sulla microstruttura.....	68
6.1.4	Studi sulla durezza	75
6.1.5	Procedura di valutazione di Livello 1	76
6.1.6	Procedura di valutazione di Livello 2	77
6.1.7	Risultati.....	79
7	Conclusioni.....	81
	Appendice A - Tabelle.....	83
	Appendice B - Codici di calcolo.....	87
	Riferimenti Bibliografici	111

Indice delle figure

Figura 1-1: Procedura di valutazione della FFS	5
Figura 1-2: Schematizzazione del software Palladio	8
Figura 3-1: Procedura per la valutazione di un componente con danni da incendio	22
Figura 3-2: Rappresentazione schematica delle zone di esposizione al calore.....	26
Figura 3-3: Rappresentazione schematica dell'estensione di un incendio	27
Figura 4-1: Esempio di rottura di tubazioni in acciaio a "bocca di pesce"	37
Figura 5-1: Schema del topping	42
Figura 5-2: Fasi fondamentali della valutazione del rischio	46
Figura 5-3: Distribuzione statistica degli scenari incidentali considerati (Porto Marghera).....	49
Figura 5-4: Curva di distribuzione a "vasca da bagno"	52
Figura 5-5: Albero dei guasti relativo al serbatoio in pressione	54
Figura 5-6: Albero degli eventi del serbatoio in pressione	55
Figura 6-1: Illustrazione schematica del serbatoio di reazione in diversi punti	68
Figura 6-2: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona A	69
Figura 6-3: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona B.....	70
Figura 6-4: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona C.....	71
Figura 6-5: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona D	72
Figura 6-6: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona E.....	74

Indice delle tabelle

Tabella 3-1: Descrizione delle Zone di Esposizione al Calore per valutare gli effetti del calore.....	29
Tabella 3-2: Livelli di esposizione al calore per leghe che soddisfano il Livello 1 di valutazione	31
Tabella 3-3: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore III, da 65°C a 205°C (da 150°F a 400°F).	83
Tabella 3-4: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore IV, da 205°C a 425°C (da 400°F a 800°F)	84
Tabella 3-5: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore V, da 425°C a 730°C (da 800°F a 1350°F)	85
Tabella 3-6: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore VI, maggiore di 730°C (maggiore di 1350°F)	86
Tabella 4-1: Colori di tempra per acciai inossidabili di tipo AISI 304.....	37
Tabella 5-1: Analisi storica di alcuni incidenti relativi al processo di raffinazione	50
Tabella 5-2: Valori di soglia (DM 09/05/2001).....	57
Tabella 6-1: Composizione chimica dell'acciaio secondo ASTM A204 (wt%).....	67
Tabella 6-2: Durezza e carico di rottura stimato (UTS) in diverse zone rispetto allo standard ASTM - A204	75

Introduzione

Gli impianti industriali che estraggono, processano o trasformano sostanze di natura chimica o petrolchimica necessitano di una continua analisi del rischio basata sulla valutazione dei parametri operativi e di processo dei componenti di cui sono dotati, con particolare interesse per le apparecchiature in pressione.

Le norme dell'American Society of Mechanical Engineers (ASME) e dell'American Petroleum Institute (API), forniscono le regole per la progettazione, la fabbricazione, l'ispezione e il collaudo di serbatoi in pressione, sistemi di tubazioni e recipienti di stoccaggio ma non forniscono le regole per la valutazione qualitativa e quantitativa del degrado durante il servizio.

Per condurre una valutazione con riferimento alle metodologie specifiche per apparecchiature in pressione è possibile fare riferimento alla normativa API 579. Queste valutazioni sono riconosciute dagli standard esistenti dell'industria della raffinazione e petrolchimica API 510, API 570, API 653 e NB-23 per recipienti in pressione, tubazioni e serbatoi di stoccaggio fuori terra, come mezzi idonei per valutare l'integrità strutturale dei componenti che a seguito di ispezione ordinaria o straordinaria hanno rivelato segni di degrado o difetti.

I vantaggi di tali procedure di valutazione riguardano la stima delle tolleranze di progetto, l'integrità dei componenti, i margini in servizio per il funzionamento continuato delle apparecchiature e la vita residua prevista per poter pianificare gli interventi di manutenzione e sostituzione delle stesse.

Rilevante è anche il fattore economico legato all'incertezza dell'affidabilità di un componente, se non correttamente valutata può portare a periodi di interruzione del servizio con costi che possono superare il valore del componente stesso e nei casi più gravi al verificarsi di fenomeni incidentali con danni alle persone e all'ambiente.

La valutazione dell'idoneità al servizio (FFS) fornisce una soluzione efficace per ridurre al minimo i costi di ricostruzione e consentire una ripresa sicura del funzionamento dell'unità il più rapidamente possibile.

Lo scopo della tesi è di fornire un'analisi dettagliata degli aspetti da considerare in seguito ad un incendio che ha interessato l'impianto o parte di esso per implementare un sistema software per la gestione del rischio.

Tale software è in via di sviluppo per l'integrazione delle Parti relative alla FFS a partire dalla collaborazione tra la Società Antea e l'Università degli Studi di Padova.

1 Norma API 579 e “Fitness For Service”

Le procedure standardizzate di valutazione dell'idoneità al servizio presentate nell'API RP 579 forniscono all'industria della raffinazione e petrolchimica un estratto di metodi condivisi per una valutazione affidabile dell'integrità strutturale delle apparecchiature contenenti difetti o danni identificati.

La valutazione FFS è un approccio multidisciplinare per determinare se un'apparecchiatura, che soffre di difetti o danni o è soggetta a condizioni operative superiori ai carichi di progetto, è idonea per il servizio continuato:

- Il risultato finale della valutazione FFS è una decisione: funzionare così com'è, riparare, rivalutare, alterare o ritirare l'attrezzatura;
- L'esito della FFS può includere anche una stima della vita residua utile per pianificare le ispezioni future (in caso di funzionamento continuato) e il budget futuro (in caso di ritiro dell'attrezzatura).

La gestione dell'intero ciclo di vita delle apparecchiature fisse pressurizzate prevede:

- L'identificazione del meccanismo di danno;
- I codici di costruzione;
- I codici di ispezione in servizio, pianificazione delle ispezioni;
- Lo standard FFS;
- Le linee guida per la riparazione.

1.1 Norma API 579

La normativa API 579 è stata redatta da un comitato dell'American Petroleum Institute con rappresentanti della Chemical Manufacturers Association e con la partecipazione di alcune industrie correlate. È nato da un documento di risorse sviluppato da un programma industriale congiunto sull'idoneità al servizio amministrato dal Consiglio delle proprietà dei materiali. Sebbene incorporasse le migliori pratiche note ai membri del comitato, è stata scritta come una pratica consigliata piuttosto che come uno standard o un codice obbligatorio.

Mentre l'API stava sviluppando la metodologia Fitness-For-Service per l'industria della raffinazione e petrolchimica, anche l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) ha iniziato ad affrontare i problemi di integrità post-costruzione.

La norma API 579 può essere impiegata per l'*assessment* e il *rerating* di tutti i componenti progettati e realizzati secondo i seguenti codici:

- ASME B&PV¹ Code, Section VIII, Division 1;
- ASME B&PV Code, Section VIII, Division 2;
- ASME B&PV Code, Section I;
- ASME B31.1 Piping Code;
- ASME B31.3 Piping Code;
- ASME B31.4 Piping Code;
- ASME B31.8 Piping Code;
- ASME B31.12 Piping Code;
- API Std 620²;
- API Std 650³;
- API Std 530. [1]

La norma API 579 è strutturata in 14 moduli suddivisi per argomenti relativi alle diverse tipologie di danneggiamento del componente. Ciascun modulo tratta i dati richiesti necessari alla valutazione, i limiti della procedura e il campo di applicazione per l'analisi.

Ogni fattore di danno può essere definito da diversi meccanismi, la suddivisione in Parti permette l'integrazione delle diverse valutazioni per meglio definire la causa del danneggiamento. Le classi di danneggiamento contemplate dalla norma sono riportate nello schema a blocchi della Figura 1.1. [2]

¹ Boiler and Pressure Vessel

² Utilizzata per serbatoi di stoccaggio.

³ Riferita a serbatoi di stoccaggio in acciaio.

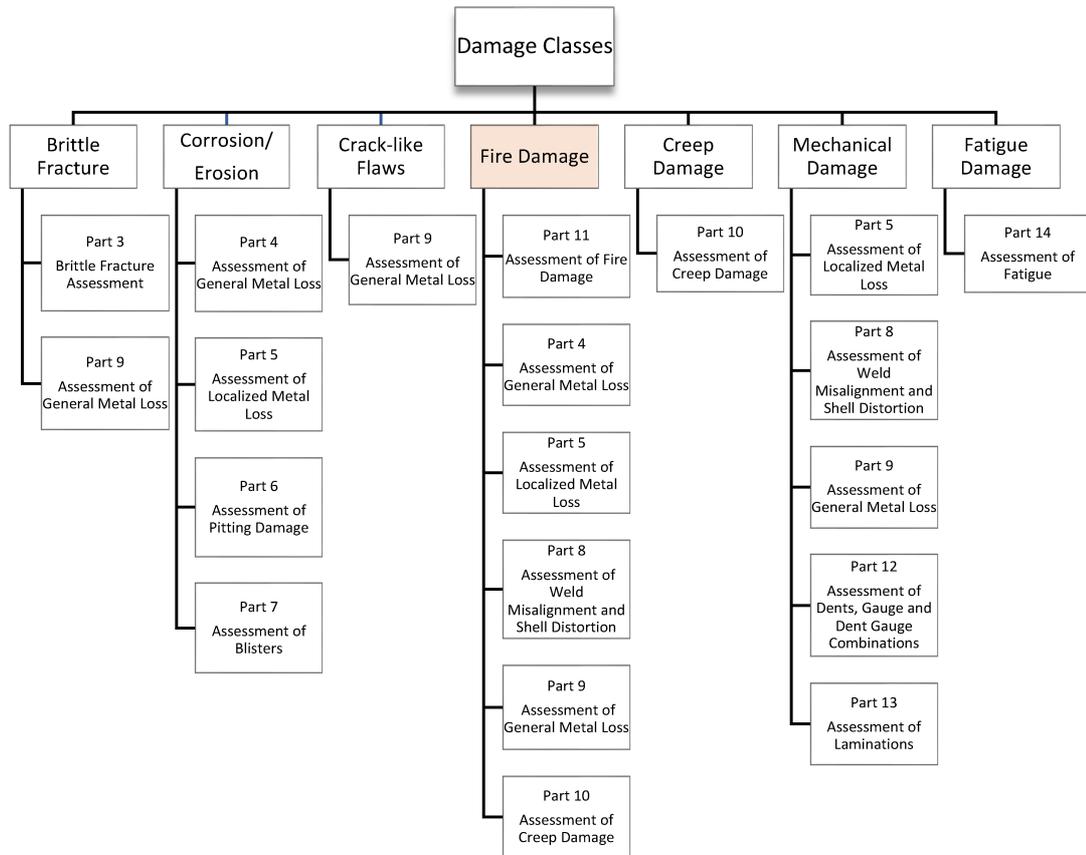


Figura 1-1: Procedura di valutazione della FFS

1.2 Metodologia Fitness For Service

Con il termine Fitness For Service (FFS) si fa riferimento alla valutazione di idoneità al servizio di un componente, dimostrandone l'integrità strutturale in presenza di un danno e/o un difetto ma che possa continuare a funzionare in condizioni di sicurezza. Con l'applicazione della FFS è possibile monitorare nel tempo le condizioni fisiche e meccaniche dei componenti di un impianto con l'obiettivo di pianificare la manutenzione o la sostituzione necessaria a mantenere un livello di sicurezza accettabile.

La procedura generale di valutazione utilizzata nella presente norma per tutti i tipi di difetti e meccanismi di danno è strutturata nei seguenti otto passaggi. Le restanti parti

della presente norma utilizzano questa metodologia di valutazione per un tipo specifico di difetto o meccanismo di danno e forniscono dettagli specifici che coprono le fasi dalla 2 alla 8 di questa procedura:

- FASE 1 – *Identificazione del difetto e del meccanismo di danno*: il primo passo in una valutazione è identificare il tipo di difetto e la causa del danno. Le pratiche di progettazione e fabbricazione originali, il materiale di costruzione, la storia del servizio e le condizioni ambientali possono essere utilizzate per accertare la probabile causa del danno. Una volta identificato il tipo di difetto, è possibile selezionare la parte appropriata della presente norma per la valutazione.
- FASE 2 – *Applicabilità e limitazioni delle procedure di valutazione*: l'applicabilità e le limitazioni della procedura di valutazione sono descritte in ciascuna parte e per ogni caso specifico si può decidere se procedere con una valutazione.
- FASE 3 – *Requisiti dei dati*: i dati richiesti per una valutazione dipendono dal tipo di difetto o dal meccanismo di danno oggetto della valutazione. I requisiti in materia di dati possono includere: dati di progettazione dell'apparecchiatura originale, le informazioni relative alla manutenzione e alla storia operativa, il servizio futuro previsto e i dati specifici per la valutazione come dimensioni del difetto, stato di sollecitazione nel componente nella posizione del difetto e proprietà del materiale. I requisiti in materia di dati specifici di un meccanismo di danno o di un tipo di difetto sono trattati nella parte contenente le procedure di valutazione corrispondenti.
- FASE 4 – *Tecniche di valutazione e criteri di accettazione*: le tecniche di valutazione e i criteri di accettazione sono forniti in ciascuna parte. Se fossero presenti più meccanismi di danno, potrebbe essere necessario utilizzare più di una parte per la valutazione.
- FASE 5 – *Valutazione della vita residua*: per stabilire un intervallo di ispezione è necessario effettuare una stima della durata residua o della dimensione limite del difetto. La vita residua viene stabilita utilizzando le procedure di valutazione con la stima dei danni futuri. La vita residua del componente può essere utilizzata per stabilire un intervallo di ispezione.

- FASE 6 – *Riparazione*: i metodi di riparazione sono forniti in ciascuna parte in base al meccanismo del danno o al tipo di difetto. In alcuni casi, le tecniche di riparazione possono essere utilizzate per controllare i danni futuri associati alla crescita di difetti e/o al deterioramento del materiale.
- FASE 7 – *Monitoraggio in servizio*: i metodi per il monitoraggio in servizio sono forniti in ciascuna parte in base al meccanismo di danno o al tipo di difetto. Il monitoraggio in servizio può essere utilizzato per quei casi in cui una durata residua e un intervallo di ispezione non possono essere stabiliti adeguatamente a causa delle complessità associate all'ambiente di servizio.
- FASE 8 – *Documentazione*: la documentazione dovrebbe includere una registrazione di tutte le informazioni e decisioni prese in ciascuna delle fasi precedenti per qualificare il componente per il funzionamento continuato. I requisiti di documentazione comuni a tutte le procedure di valutazione sono trattati in questa parte. I requisiti di documentazione specifici di un meccanismo di danno o di un tipo di difetto sono trattati nella parte contenente le procedure di valutazione corrispondenti.

1.3 Sviluppo del Software in Antea

Il progetto “FFS-API 579” rientra in una campagna di implementazioni intrapresa dall'azienda Antea, fondata nel 1989 e specializzata nello sviluppo di soluzioni software e nella fornitura di servizi integrati per i settori industriali di Processo, Raffinazione, Chimici e Petrolchimici. L'azienda si pone come obiettivo l'aggiunta di moduli tecnici alla piattaforma del software proprietario *Palladio*, che permettano all'utente di gestire complessivamente le varie attività di *Asset Integrity*. L'obiettivo è di offrire all'utente il supporto integrato per effettuare valutazioni “Fitness For Service” sulle attrezzature d'impianto a pressione. [3]

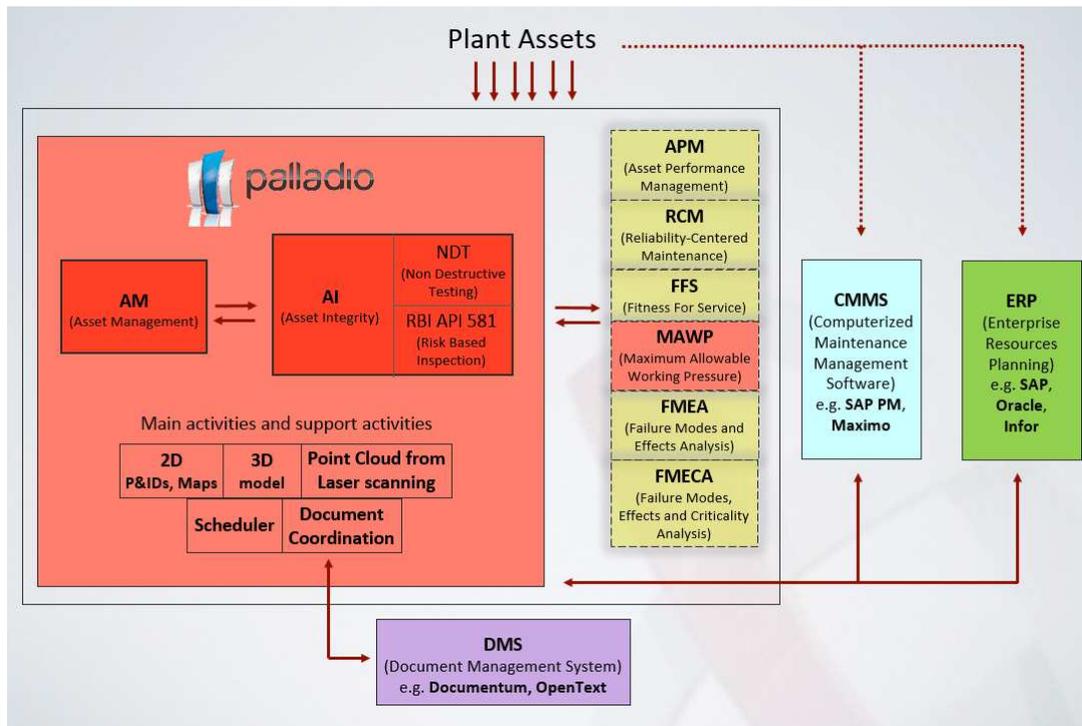


Figura 1-2: Schematizzazione del software Palladio

2 Procedura di valutazione della FFS

I principali vantaggi della FFS si traducono nel funzionamento sicuro e affidabile di apparecchiature obsolete. La sua applicazione consente al contempo di:

- Ridurre i tempi di fermo eliminando le riparazioni non necessarie;
- Favorire la pianificazione per l'arresto e la sostituzione delle apparecchiature critiche;
- Migliorare i rendimenti produttivi nei casi in cui sia possibile stimare il tasso di deterioramento delle apparecchiature.

Quando si esegue una valutazione, è molto importante determinare le cause del danno o del deterioramento osservato e la probabilità di ulteriori danni che potrebbero verificarsi in futuro. Difetti e danni scoperti durante un'ispezione in servizio possono essere il risultato di una condizione preesistente alla messa in servizio o potrebbero essere indotti dal servizio stesso. Le cause principali del danno potrebbero essere dovute a considerazioni di progettazione inadeguate, inclusa la selezione dei materiali e dettagli di progettazione, l'interazione con ambienti o condizioni aggressive a cui l'apparecchiatura è soggetta durante il normale servizio o durante periodi transitori. Attualmente esiste un'integrazione tecnologica tra codici di costruzione, codici di ispezione e standard FFS.

La comprensione del meccanismo di danno è una caratteristica chiave nel processo di gestione dell'intera vita del componente:

- Richiesto in fase di progettazione, per la selezione dei materiali;
- Richiesto per la FFS se si verifica un danno imprevisto (ovvero si è verificato qualcosa di non contabilizzato in fase di progettazione).

2.1 Meccanismi di danno

L'analisi preliminare e di identificazione dei meccanismi di danno si basa sulla valutazione dei danni potenzialmente agenti e sullo storico riferito dall'utilizzatore.

I principali fattori che influenzano il danneggiamento degli apparecchi a pressione sono:

- Fluido di lavoro (perdita di metallo, danno da idrogeno, attacchi chimici ecc.);
- Condizioni ambientali (perdita di metallo, frattura fragile ecc.);
- Condizioni di esercizio (fatica, creep, ecc.);
- Azioni meccaniche (solchi, ammaccature, disallineamenti, ecc.);
- Incidenti e anomalie (danno da incendio, ecc.).

La norma API 579 fa riferimento ai seguenti meccanismi di danno:

- *Brittle Fracture*: La frattura fragile è la suscettibilità di un materiale a formare fessure simili a crepe o a causare un guasto tipico delle basse temperature;
- *General Metal Loss*: La perdita di metallo generale è una riduzione dello spessore della parete causata da corrosione. È uno dei difetti più comuni da trovare;
- *Local Metal Loss*: Le perdite di metallo locali dette anche Aree Locali Sottili (LTA) si differenziano da quelle generali per la complessa geometria e includono la maggior parte delle perdite di metallo isolate che possono verificarsi nelle pareti delle tubazioni e dei recipienti;
- *Pitting*: La corrosione per vaiolatura è strettamente correlata alla perdita di metallo locale ed è caratterizzata da un grande numero di piccole fosse in una data area di parete;
- *Blisters and Laminations*: Le bolle sono tipiche in apparecchiature che si trovano ad operare con l'idrogeno. Le molecole di idrogeno impregnano l'acciaio, formando bolle ad alta pressione. Le laminature si verificano durante il processo di fabbricazione delle lastre di acciaio e non sono altro che un piano di non fusione all'interno del piatto d'acciaio;
- *Weld Misalignment and Shell Distortion*: Il disallineamento della saldatura è un offset delle linee centrali della piastra che si verifica nei giunti longitudinali

e circonferenziali dei serbatoi durante il loro processo di fabbricazione. Anche la distorsione si verifica di solito durante il processo di fabbricazione ed è il risultato di un arrotolamento in modo errato delle lastre;

- *Crack-Like Flaws*: Le imperfezioni di tipo *Crack-Like* possono avere una geometria molto variabile e sono causate da meccanismi multipli. Solitamente assumono la forma di una crepa come risultato di una rottura lineare;
- *Creep Damage*: Il danno da *creep* si verifica soprattutto in servizi che operano ad alta temperatura. Questo tipo di danno risulta essere una relazione tra tempo, temperatura, stress e sforzo eccessivo. Spesso può portare sia alla formazione che alla crescita di crepe;
- *Dents and Gouges*: Le ammaccature e le sgorbiature sono solitamente forme di danno causate da lavorazioni meccaniche a freddo del materiale. Questi difetti possono essere simili alle distorsioni o alle LTA.

2.1.1 Perdita di spessore generalizzata

Questo tipo di danno, che è il più semplice da trattare, in genere è dovuto a corrosione, oppure ad erosione o ad entrambe (corrosione-erosione). La corrosione è definita come un "meccanismo di danno dovuto a reazioni chimiche e/o elettrochimiche che interessano un materiale (solitamente metallico) in contatto con l'ambiente". È possibile fare una stima della velocità di corrosione (o di corrosione-erosione, o di erosione) per ogni specifica coppia materiale/ambiente attraverso prove di laboratorio (dove per simulare l'ambiente occorre tenere conto di tutte le condizioni chimico-fisiche), con l'avvertenza che nei manuali si possono trovare molti casi già trattati e tabulati.

Una volta in possesso di un dato attendibile per quanto riguarda la velocità attesa di riduzione di spessore, i calcoli di stabilità strutturale sono ben noti. Solitamente in sede di progetto si fa una stima conservativa, che permette poi di prolungare la vita del componente nel caso in cui le misure di spessore effettuate durante le verifiche periodiche siano maggiori di quelle attese.

2.1.2 Perdita di spessore localizzata

Una perdita di spessore localizzata può avvenire con gli stessi meccanismi che causano perdita di spessore generalizzata; le reazioni chimiche e/o elettrochimiche possono essere localmente accelerate e/o complicate da effetti locali di tipo meccanico, come l'erosione, la rottura di film superficiali, l'impatto di fluidi in movimento. Dal punto di vista della progettazione, la perdita di spessore viene trattata comunque tramite la stima del sovraspessore necessario per restare in sicurezza per la durata di vita prevista. I modelli che vengono utilizzati per il calcolo della legge temporale che descrive la perdita di spessore diventerebbero molto più complicati se si volesse tenere conto delle perdite di spessore localizzate; il dato di progetto può essere corretto in occasione delle ispezioni. La scelta è fra un approccio molto conservativo e la necessità di tenere sotto controllo il componente a tempi ravvicinati.

2.1.3 Pitting

Il *pitting* è una perdita localizzata di materiale che si sviluppa in profondità con una perdita minima o addirittura trascurabile di materiale. In generale il *pitting* è causato da meccanismi di tipo elettrochimico, cioè in ultima analisi è una forma di corrosione localizzata. Nel caso degli acciai inossidabili, ad esempio, si possono sviluppare *pit* discreti e profondi, senza che si evidenzino attacco generalizzato tra uno e l'altro dei difetti. Questo tipo di attacco in particolare è difficile da individuare in fase ispettiva, e può diventare passante, causando perdite anche in corrispondenza di una diminuzione di spessore molto ridotta o addirittura trascurabile. I *pit* possono causare una intensificazione degli sforzi a livello locale, e agire come punti di nucleazione di cricche.

Dal punto di vista della Fitness For Service, in generale si ritiene di conoscere a sufficienza la resistenza a pitting dei materiali per poter intervenire all'atto della scelta. È noto il cosiddetto "Indice di pitting (Pitting Resistance Equivalent Index, PRENI)", che può essere calcolato a partire dalla composizione del materiale:

$$\text{PREN} = (\%Cr) + 3.3 (\%Mo) + 16(\%N) \quad (2.1)$$

Più basso è il valore di questo indice, più il materiale è suscettibile a pitting in ambiente contenente cloruri. È abbastanza intuitivo sostenere che si tratta di un approccio estremamente semplificato, applicabile solo all'atto della scelta del materiale. Le conoscenze andrebbero approfondite sia per quanto riguarda i meccanismi di formazione e crescita dei pit, sia per lo sviluppo di tecniche ispettive in grado di individuare questi difetti. Un interessante campo di approfondimento è rappresentato dalla trattazione statistica del fenomeno. Va ricordato che il passaggio dall'approccio deterministico "tradizionale" a quello statistico è uno degli aspetti innovativi della analisi dei rischi introdotta dalla Direttiva PED nel campo delle attrezzature in pressione. Alcuni modelli per la stima della probabilità di formazione di pit sono disponibili in letteratura.

2.1.4 Blister e delaminazione

Blister e delaminazione sono in genere fenomeni legati alla diffusione dell'idrogeno nel metallo, e quindi si manifestano soprattutto negli acciai ad alta resistenza (o ad alta durezza). L'idrogeno che causa il danno può essere un prodotto della corrosione acquosa (reazione catodica), o del processo. Può anche essere introdotto nel materiale durante i processi di fabbricazione. Lo zolfo, sia contenuto nel materiale che nell'ambiente di lavoro, gioca un importante ruolo in questo tipo di danneggiamento.

Per quanto riguarda la FFS, oltre a tenere conto dell'infragilimento da idrogeno all'atto della scelta del materiale, si possono applicare trattamenti termici (Post Weld Heat Treatment) che eliminano l'idrogeno causandone la diffusione all'esterno del materiale. Vengono proposte inoltre apposite sonde che permettono il monitoraggio dell'idrogeno che diffonde durante la fase di esercizio. La parte più pericolosa del processo di infragilimento da idrogeno è la formazione e la crescita di cricche.

La diffusione dell'idrogeno è influenzata dalla presenza di sforzi all'interno del materiale; in alcuni casi, le cricche si presentano in direzione perpendicolare al carico (Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking, SOHIC).

2.1.5 Cricche

Le cricche vengono definite come difetti acuti (con angolo all'apice tendente a zero), che causano l'intensificazione del campo di sforzi. Teoricamente, non possono essere trattate tramite l'applicazione di un coefficiente di sicurezza, ma richiedono l'utilizzo della meccanica della frattura. È molto difficile dare una descrizione breve ed esauriente allo stesso tempo dei fenomeni di criccatura, che possono essere dovuti a:

- Corrosione;
- Fatica;
- Fatica oligociclica;
- Creep;
- Errori di fabbricazione (fusione, saldatura);
- Infragilimento del materiale.

Dal punto di vista applicativo, occorre tenere conto dei limiti di risoluzione dei controlli, e valutare quanto tempo è necessario perché una cricca passi da una dimensione non individuabile, a quella che può essere rivelata con i controlli. In sede di progetto, la resistenza del materiale tiene conto del limite di fatica.

La presenza di cricche nei componenti in pressione non è solitamente trattata in altro modo: in pratica, non si tollera la presenza di cricche che si siano formate durante l'esercizio. Applicando la meccanica della frattura si può prevedere una fase di crescita sottocritica, nel corso della quale il componente può continuare a lavorare in sicurezza.

Agli strumenti e ai metodi analitici della meccanica della frattura e della propagazione per fatica si dovrebbe avere l'accortezza di aggiungere l'effetto ambientale quando è necessario. Non sempre però questi effetti sono quantificabili in termini di velocità di propagazione del difetto, per mancanza di conoscenze sui meccanismi e di modelli adeguati. Ad esempio, fra i meccanismi di corrosione viene solitamente indicata la *tensocorrosione* (Stress Corrosion Cracking, SCC) definita come la formazione di cricche causate dall'azione simultanea di un ambiente corrosivo e di un carico di trazione. Anche all'interno di questa definizione, sono stati evidenziati diversi meccanismi che a loro volta sono stati descritti analiticamente con maggiore o minore

successo. In generale, si tratta di cricche che propagano a velocità piuttosto elevata, per cui dal punto di vista della Fitness For Service è opportuno intervenire in sede di progetto con una corretta scelta del materiale. La corrosione a fatica è invece compatibile, almeno in alcuni casi, con il mantenimento in servizio dei componenti; sono a disposizione alcuni modelli e/o algoritmi che descrivono analiticamente il fenomeno (legge di Paris), ma molte situazioni non sono ancora state descritte in modo applicabile.

2.1.6 Scorrimento viscoso (Creep)

Già in sede di progetto normalmente si tiene conto del *creep*, che consiste nella deformazione plastica dipendente dal tempo, per tutti i componenti che lavorano ad alta temperatura. Il livello di temperatura al di sopra del quale può avvenire il *creep* dipende dalle proprietà del materiale. La rottura per *creep* avviene quando il materiale subisce un certo livello di deformazione permanente; non si tratta necessariamente di una frattura. La velocità di deformazione per *creep* dipende da temperatura, tempo e sforzo applicato. Il *creep* è controllato da processi diffusivi ed è solitamente associato a variazioni ben riconoscibili della microstruttura del metallo. Il processo inizia con deformazioni lungo il bordo del grano, seguite dalla formazione di vuoti che crescono e danno origine a cricche.

Almeno per alcune categorie di materiali esistono metodologie che permettono di correlare la microstruttura con la vita consumata. I componenti che lavorano in regime di *creep* sono solitamente molto costosi e giustificano i programmi di estensione di vita che vengono sempre più spesso utilizzati soprattutto nell'industria della generazione di potenza. La previsione di vita a *creep* è un fattore critico per l'analisi del rischio e per il mantenimento dei requisiti di sicurezza.

2.1.7 Infragilimento

La temperatura di esercizio e lo stato di sforzo permettono di determinare se il materiale è utilizzato al di sopra o al di sotto della transizione duttile-fragile, al di sotto della quale possono verificarsi rotture con un assorbimento di energia relativamente basso.

Anche materiali duttili possono presentare rotture fragili solitamente improvvise; l'origine di queste fratture è quasi sempre un intaglio o un difetto preesistente, di cui non era stata rivelata la presenza durante i controlli di fabbricazione o di cui non è stato tenuto adeguatamente conto.

Tra i fattori che controllano la temperatura di transizione di un acciaio possono essere ricordati la composizione chimica, la procedura di fabbricazione, la saldatura. Fenomeni di frattura fragile possono verificarsi anche nella fase finale della propagazione di cricche.

Alcuni tipi di infragilimento possono verificarsi in seguito all'invecchiamento del materiale, come nel caso di *creep* descritto in precedenza e dipendono dal degrado della microstruttura in seguito a trattamenti termici o alla permanenza ad alta temperatura. Se ne conoscono almeno otto tipi:

- Infragilimento per deformazione (tipico degli acciai con basso contenuto di carbonio sottoposti a carichi ciclici);
- Infragilimento per tempra (Acciai a basso tenore di carbonio raffreddati velocemente);
- Fragilità da rinvenimento (Acciai legati, dipende dalla composizione e dalla procedura di tempra);
- Infragilimento a 350°C (Acciai basso legati ad alta resistenza);
- Infragilimento a 400-500°C (Acciai inossidabili ad alto cromo e grano fine);
- Infragilimento per fase sigma (Acciai inossidabili ferritici e austenitici per lunghe esposizioni a temperature tra 560 e 980°C);
- Grafittizzazione (Acciai al carbonio e basso legati);
- Infragilimento da composti intermetallici (acciai con riporti galvanici).

In aggiunta, si possono elencare almeno quattro meccanismi di infragilimento dovuti all'effetto dell'ambiente, e cioè:

- Infragilimento da neutroni;
- Infragilimento da idrogeno;
- Tensocorrosione;
- Infragilimento da metalli liquidi.

2.2 Livelli di valutazione

Le procedure di valutazione della presente norma riguardano sia l'integrità del componente allo stato attuale di danneggiamento, sia la vita residua prevista. Vengono fornite indicazioni qualitative e quantitative per stabilire la durata residua e i margini in servizio per il funzionamento continuato delle apparecchiature per quanto riguarda le condizioni operative future e la compatibilità ambientale.

Sono inclusi metodi di valutazione, proprietà dei materiali, linee guida per l'esame non distruttivo (NDE) e requisiti di documentazione per valutare i difetti, tra cui: corrosione generale e localizzata, vaiolatura diffusa e localizzata, bolle e danni da idrogeno, disallineamento della saldatura e distorsioni del guscio, difetti simili a crepe comprese crepe ambientali, laminazioni, ammaccature e sgorbie. Inoltre, vengono fornite tecniche di valutazione delle condizioni delle apparecchiature, inclusa la resistenza a fratture fragili, danni da scorrimento e danni da incendio.

In ciascuna Parte della normativa sono forniti tre livelli riguardanti le procedure di valutazione, incluso un diagramma logico per illustrare come questi livelli di valutazione sono correlati. In generale, ogni livello di valutazione fornisce un equilibrio tra la quantità di informazioni richieste per la valutazione, l'abilità del personale che esegue la valutazione e la complessità dell'analisi in corso. Il Livello 1 è il più conservativo, ma è il più facile da usare.

I professionisti di solito procedono in sequenza da un'analisi di Livello 1 a un'analisi di Livello 3 (se non diversamente indicato dalle tecniche di valutazione) se l'attuale livello di valutazione non fornisce un risultato accettabile o non è possibile determinare un esito esaustivo. Di seguito è descritta una panoramica generale di ciascun livello di valutazione e della sua destinazione d'uso.

2.2.1 Valutazione di Livello 1

Le procedure di valutazione incluse in questo livello hanno lo scopo di fornire criteri di screening conservativi che possono essere utilizzati con una quantità minima di ispezioni o informazioni sui componenti. Una valutazione di Livello 1 può essere eseguita da ispettori dell'impianto o da personale tecnico specializzato anche se spesso non è realistico in quanto troppo conservativo.

2.2.2 Valutazione di Livello 2

Le procedure di valutazione incluse in questo livello hanno lo scopo di fornire una valutazione più dettagliata che produca risultati più precisi di quelli di una valutazione di Livello 1. In una valutazione di Livello 2, sono necessarie informazioni sull'ispezione simili a quelle richieste per una valutazione base, tuttavia vengono utilizzati calcoli più dettagliati. Le valutazioni di Livello 2 sono in genere condotte da ingegneri d'impianto o specialisti esperti e competenti nell'esecuzione di tali valutazioni.

2.2.3 Valutazione di Livello 3

Le procedure di valutazione incluse in questo livello hanno lo scopo di fornire la valutazione più dettagliata possibile, che produca risultati più precisi rispetto a quelli di una valutazione di Livello 2. In una valutazione di Livello 3 è generalmente richiesta un'ispezione più dettagliata. Le informazioni sui componenti e l'analisi raccomandata si basa su tecniche numeriche come il metodo degli elementi finiti (FEM) o tecniche sperimentali. Una valutazione di Livello 3 è destinata principalmente all'uso da parte di specialisti esperti e competenti nell'esecuzione di tali valutazioni.

3 Valutazione del danno da incendio

Le tecniche di valutazione della Fitness-For-Service per serbatoi in pressione, tubazioni e recipienti soggetti agli effetti dell'incendio comprendono procedure di controllo visivo degli effetti sui componenti e di analisi del degrado delle proprietà meccaniche dei materiali come la resistenza, la duttilità e la durezza. Sono fornite delle linee guida per la valutazione del ripristino del servizio in seguito agli effetti dell'incendio secondo i diversi livelli di approfondimento elencati in precedenza.

3.1 Forme di danno da incendio

Le tipologie di danneggiamento da considerare in seguito all'evento incidentale da incendio si possono distinguere tra le seguenti:

- Deformazioni meccaniche e danni strutturali;
- Perdita delle proprietà meccaniche;
- Perdita della microstruttura metallurgica;
- Perdita di resistenza alla corrosione e suscettibilità alla frattura per le condizioni ambientali e per strisciamento;
- Cricche superficiali su componenti in pressione;
- Stati di stress indotti.

Vengono fornite delle linee guida per facilitare l'identificazione dei componenti che richiedono una valutazione prima di essere rimessi in servizio. Alcune di queste linee guida possono aiutare a rivalutare i componenti che hanno subito cambiamenti nelle proprietà meccaniche a causa dell'esposizione ad un incendio. Un diagramma di flusso per la procedura di valutazione per i componenti soggetti a danni da incendio o surriscaldamento a causa di un'alterazione del processo è mostrato nella Figura 3-1.

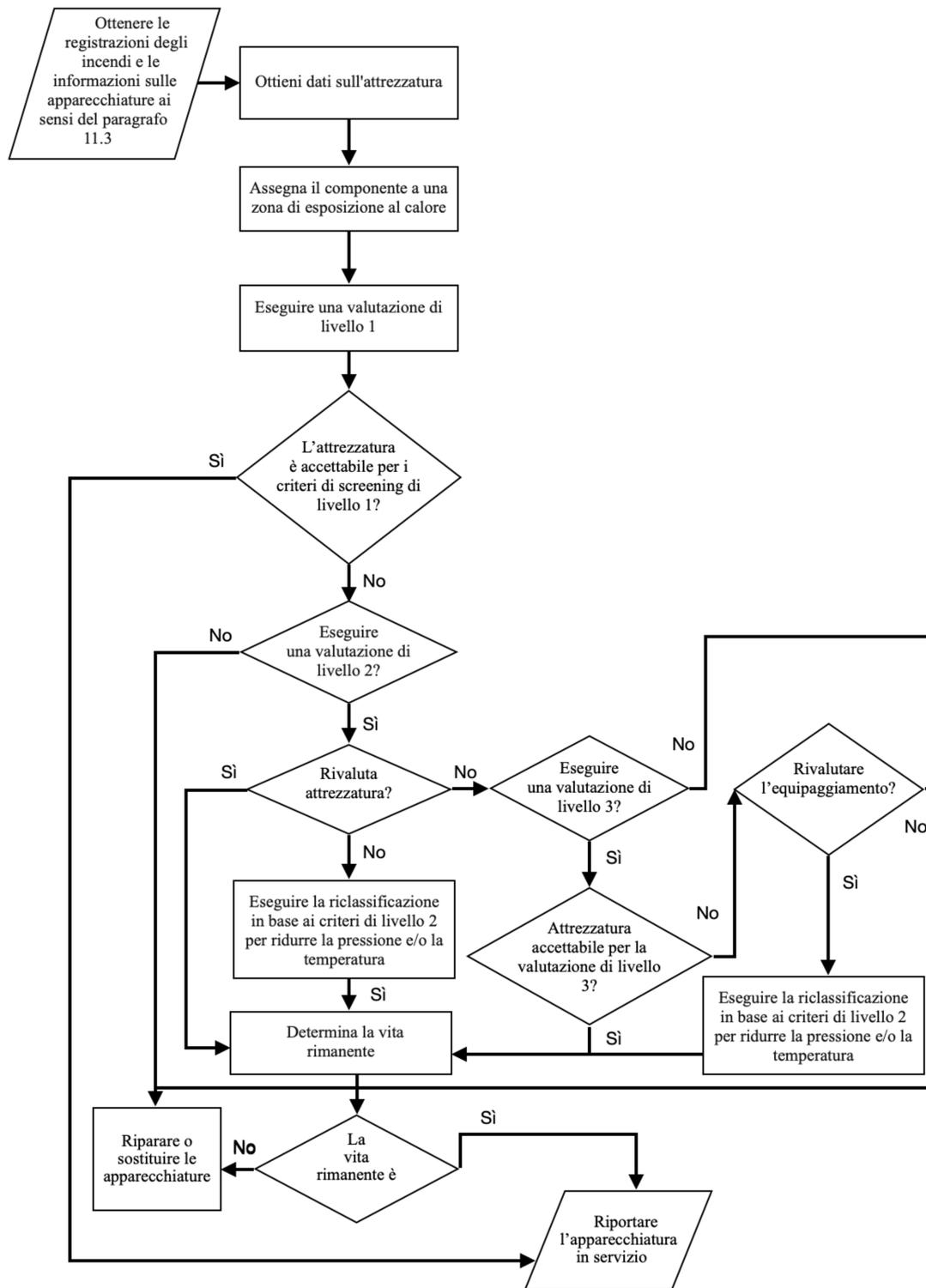


Figura 3-1: Procedura per la valutazione di un componente interessato da incendio

Se i risultati della FFS indicano che le attrezzature non possono essere utilizzate alle condizioni di progetto deve essere adottata una delle seguenti soluzioni:

- Nuovo valore della massima pressione di esercizio consentita (MAWP – Maximum Allowable Working Pressure), altezza massima di riempimento del serbatoio (MFH – Maximum Fill Height), massima e/o minima temperatura di progetto del materiale utilizzato;
- Gli elementi interessati dall'evento devono essere riparati o sostituiti;
- Il componente può essere escluso dal processo.

3.2 Requisiti dei dati

L'entità dei dati richiesti dipende dal meccanismo di danno e dal livello di valutazione. In ciascuna Parte della norma è inclusa una scheda tecnica per registrare le informazioni specifiche sul tipo di difetto, sul meccanismo di danno e sulla procedura di valutazione.

I dati relativi ai componenti in pressione devono includere alcuni o tutti i seguenti elementi:

- 1) Un rapporto sui dati del produttore ASME o, se il componente o il sistema non è munito di codice, altra documentazione o specifiche equivalenti;
- 2) Disegni di fabbricazione che mostrano dettagli sufficienti per consentire il calcolo del componente contenente il difetto. Se si desidera una correzione per una diversa condizione di pressione e/o temperatura (cioè aumento o diminuzione delle condizioni), queste informazioni dovrebbero essere disponibili per tutti i componenti interessati. Se i disegni di fabbricazione originali non sono disponibili, possono essere utilizzati schemi dettagliati con i dati necessari per eseguire i calcoli;
- 3) I registri di ispezione per il componente al momento della fabbricazione;
- 4) Specifica di progettazione dell'utente se il componente è progettato secondo il codice ASME;
- 5) Prove sui materiali;

- 6) Informazioni sulla valvola di scarico della pressione e/o l'impostazione del disco di rottura e informazioni sulla capacità;
- 7) Una registrazione del test a pressione originale comprendente la pressione di prova e la temperatura del metallo al momento della prova o, se la temperatura del metallo non è disponibile, la temperatura dell'acqua o ambiente.

I dati per i componenti delle tubazioni possono includere alcuni o tutti i seguenti elementi:

- 1) Elenchi delle tubazioni o altra documentazione che mostri le condizioni di progettazione del processo e una descrizione della classe delle tubazioni, comprese le specifiche del materiale, lo spessore della parete del tubo e la valutazione pressione-temperatura;
- 2) Disegni isometrici delle tubazioni nella misura necessaria per eseguire una valutazione. I disegni isometrici delle tubazioni devono includere dettagli sufficienti per consentire un calcolo della flessibilità delle tubazioni se tale analisi è ritenuta necessaria dall'ingegnere al fine di determinare le componenti di tutte le tubazioni. È possibile utilizzare schizzi dettagliati con i dati necessari per eseguire i calcoli se i disegni isometrici delle tubazioni originali non sono disponibili;
- 3) I calcoli di progetto originali o aggiornati per i casi di carico;
- 4) I registri di ispezione per il componente al momento della fabbricazione;
- 5) Rapporti di prova sui materiali;
- 6) Una registrazione del test a pressione originale che includa la pressione di prova e la temperatura del metallo al momento della prova, o se la temperatura del metallo non è disponibile, la temperatura dell'acqua o ambiente.

I dati raccolti durante e dopo l'incendio sono necessari a determinarne le cause e l'estensione del danno per valutare la possibile messa in servizio dell'impianto.

Questi sono utili a determinare:

- Temperatura massima alla quale il componente è stato esposto;
- La tipologia di combustibile;
- Il punto o i punti di innesco;
- Il tempo di esposizione alle alte temperature;
- Il tempo necessario al raffreddamento.

Una stima della velocità di raffreddamento è più difficile da determinare e può essere solo qualitativa per i materiali che rispondono al trattamento termico.

È necessario implementare un registro degli incendi che aiuti a identificare le attrezzature da valutare prima di riprendere il servizio. Durante la raccolta di questi dati, le informazioni dovrebbero essere raccolte da più apparecchiature e in alcuni casi da più componenti della stessa apparecchiatura.

Gli elementi da considerare sono:

- Planimetria dell'area della struttura interessata;
- Localizzazione delle fonti di innesco, direzione del vento durante l'evento;
- Durata dell'evento;
- Natura del combustibile per la stima della temperatura;
- Temperatura, pressione e dati delle valvole di sicurezza prima e durante l'evento;
- Posizione, direzione del flusso e tipologia di agente estinguente utilizzato per contenere le fiamme.

3.3 Zone di esposizione al calore

La zona di esposizione a calore viene stabilita in base alla temperatura di esposizione massima e dovrebbe essere definita per ogni componente in pressione sottoposto agli effetti dell'incendio.

Questa temperatura viene generalmente stabilita dopo l'estinzione dell'incendio e si basa su osservazioni sul campo e sulla conoscenza del degrado associato a ciascuna

zona di esposizione. Il concetto di zona di esposizione al calore implica una regione fisica che è stata esposta a un determinato intervallo di temperatura. Questa zona può essere limitata solo a una parte delle apparecchiature interessate, come rappresentato in Figura 3-2. L'assegnazione della zona di esposizione al calore aiuta a schermare parti di apparecchiature o componenti. L'obiettivo è stabilire le zone di esposizione al calore per il limite di pressione.

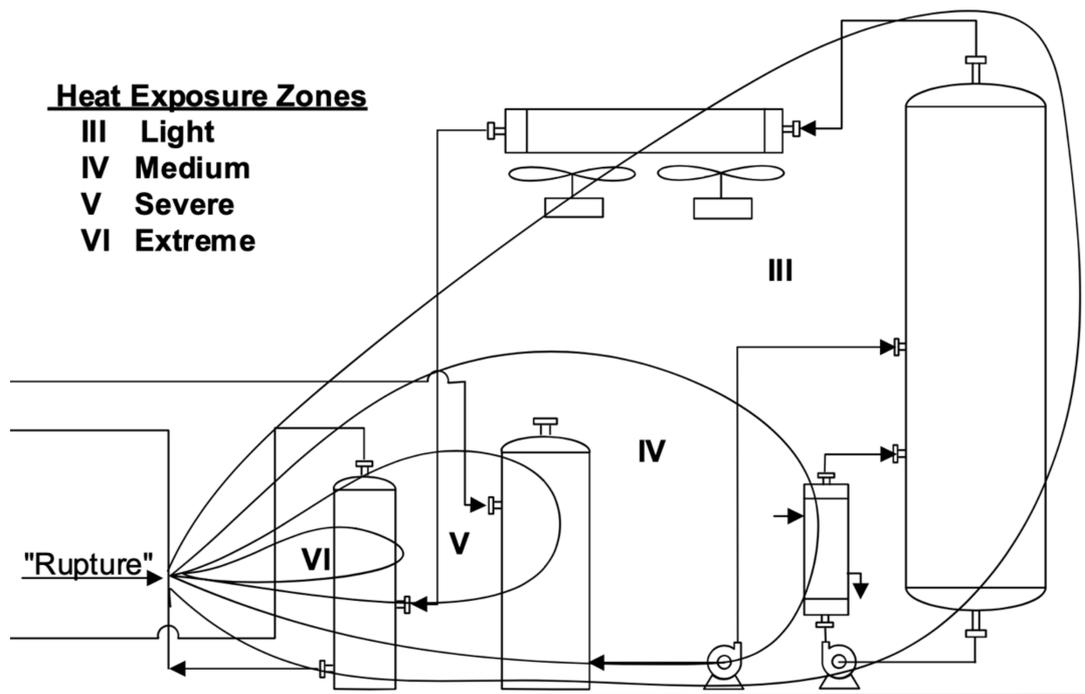


Figura 3-2: Rappresentazione schematica delle zone di esposizione al calore

La zona di esposizione al calore può anche essere influenzata da eventuali isolamenti ignifughi o dall'orientamento dei serbatoi orizzontali e dalla copertura delle apparecchiature adiacenti.

È possibile utilizzare la conoscenza relativa alle osservazioni dei cambiamenti di stato che avvengono nei materiali all'aumentare della temperatura. L'ossidazione di polimeri e metalli, la formazione di incrostazioni sui metalli, i punti di fusione, i punti di ebollizione e le variazioni di fase allo stato solido sono tutti possibili indicatori di temperatura se interpretati correttamente.

Nella valutazione deve essere utilizzata la zona di esposizione al calore più elevata per un componente esposto a più di una zona di incendio, a meno che non vi sia un motivo preciso per consentire valutazioni separate, ad esempio con gli scambiatori di

calore. Il componente dovrebbe essere assegnato alla zona successiva più grave se le informazioni raccolte durante l'indagine non sono sufficienti per classificare adeguatamente un componente in una zona specifica. È necessario prestare particolare attenzione a tutti i fattori misurabili sul campo prima di classificare apparecchiature o componenti. La conoscenza della fonte dell'incendio può aiutare nella determinazione di una zona di esposizione al calore. I danni causati dal fuoco e dal suo calore estremo di solito si estendono verso l'esterno dalla fonte di combustibile e verso l'alto come in Figura 3-3.

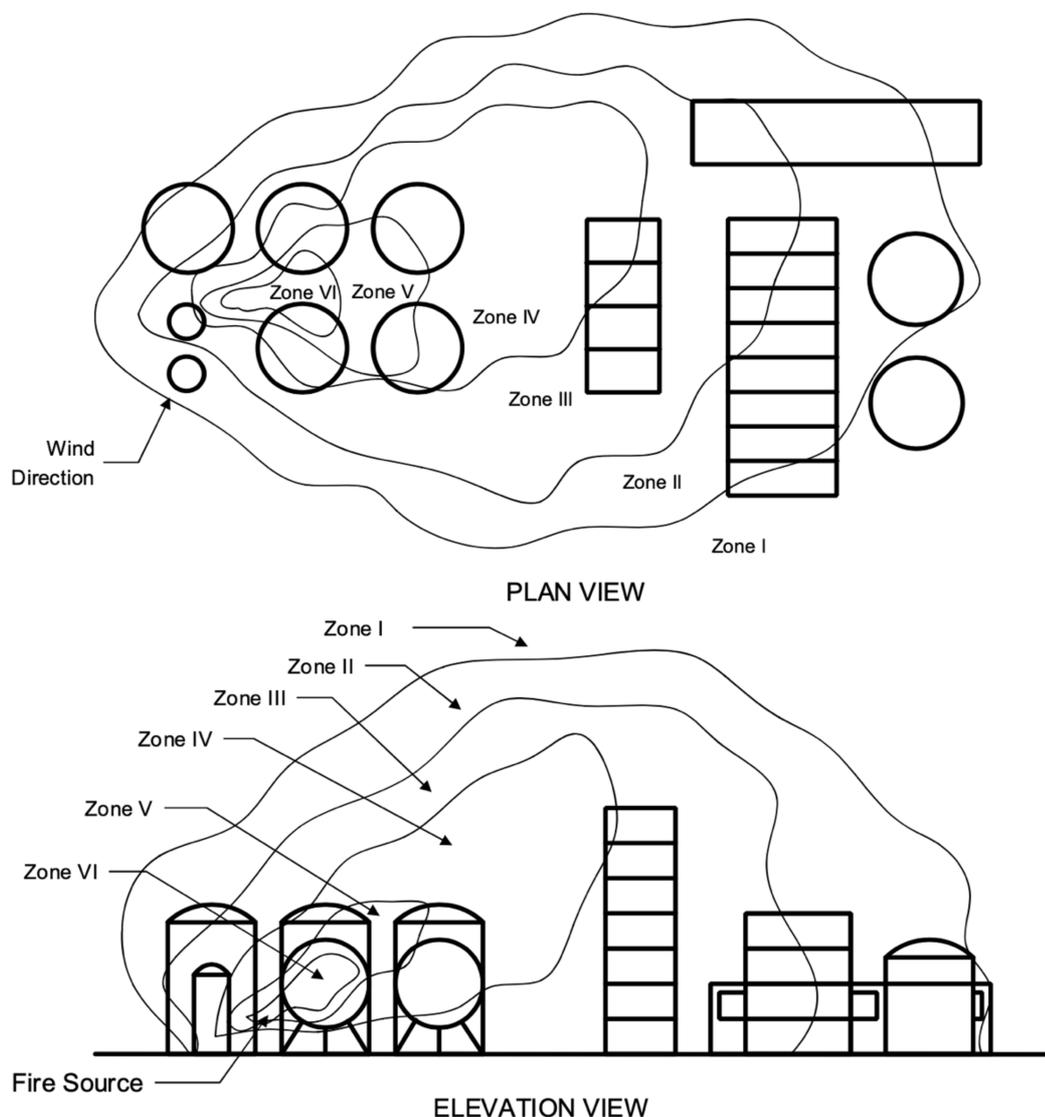


Figura 3-3: Rappresentazione schematica dell'estensione di un incendio

Fanno eccezione i casi in cui la fonte di carburante ad alta pressione genera un getto di fiamma o torcia che possono essere altamente direzionali.

Le temperature associate all'incendio possono anche essere determinate utilizzando letture strumentali effettuate durante il corso dell'incendio. Vengono forniti i colori delle radiazioni corrispondenti a un intervallo di diverse temperature.

La conoscenza della natura del combustibile in un incendio e della fonte di accensione potrebbe essere utile per stabilire una zona di esposizione al calore.

- Se la fonte dell'incendio è nota, il carburante consumato sarà spesso evidente in base ai prodotti infiammabili noti nell'area. Tuttavia, questo non è sempre il caso e gli osservatori sulla scena possono essere in grado di caratterizzare il carburante in base al colore del fumo;
- Le fonti di accensione nelle raffinerie e negli impianti petrolchimici includono scintille elettriche, fiamme libere e superfici calde esposte. Le miscele infiammabili di vapori organici e aria presentano tipicamente una temperatura di autoaccensione al di sopra della quale la miscela si accende senza una scintilla o una fonte di energia aggiuntiva.

3.4 Tecniche di valutazione e criteri di accettazione

3.4.1 Livello 1

Il Livello 1 è basato sulle zone di esposizione al calore e della tipologia di materiale. Il criterio è conservativo e non sono richiesti calcoli per stabilire la continuità del servizio. Può essere effettuata con ispezioni visive per l'identificazione di perdite su giunzioni, flange e guarnizioni.

I componenti sottoposti a una zona di esposizione accettabile e in assenza di deformazioni visibili non necessitano di una valutazione delle proprietà meccaniche. La valutazione di Livello 1 dell'API 579-1/ASME FFS-1 [1] descritta nella Parte 11 include l'esame visivo dei danni alle apparecchiature, ai serbatoi, alle tubazioni e alle strutture per identificare e delineare le zone di esposizione al calore e al fuoco per determinare la possibile condizione dell'attrezzatura danneggiata. Queste zone sono denominate zone di esposizione al calore e sono definite nella Tabella 3-1.

Zona di esposizione al calore	Descrizione	Effetti termici sui materiali
I	Assenza di esposizione al calore – Temperatura ambiente	Assenza di danni
II	Esposizione a fumi e acqua – Temperatura fino a 65°C	Assenza di danni
III	Lieve esposizione al calore – Temperatura da 65°C a 205°C	Tabella 3-2 (Appendice A)
IV	Modesta esposizione al calore – Temperatura da 205°C a 425°C	Tabella 3-3 (Appendice A)
V	Intensa esposizione al calore – Temperatura da 425°C a 730°C	Tabella 3-4 (Appendice A)
VI	Severa esposizione al calore – Temperatura oltre i 730°C	Tabella 3-5 (Appendice A)

Tabella 3-1: Descrizione delle Zone di Esposizione al Calore per valutare gli effetti del calore

L'applicazione della conoscenza degli effetti termici su vari materiali aiuta a stabilire gli indicatori di danno da calore per quell'evento e i dati possono quindi essere utilizzati in seguito per mappare le zone di esposizione al calore su una pianta dei danni. Una zona di esposizione al calore è un'area con temperature nell'intervallo coperto da quella zona e non ne rappresenta il confine. In generale, se si sceglie un colore per il confine di una zona di esposizione al calore, quel confine segna l'estremità inferiore di quella zona. Un approccio per definire le zone di esposizione al calore consiste nell'iniziare in quella che sembra essere l'area più danneggiata e procedere verso l'esterno fino a quando non si vedono indicatori di danno da calore, stabilendo così il perimetro esterno per la zona di esposizione al calore III. I danni causati dal fumo e dall'acqua possono essere importanti in modo da poter stabilire una zona II. Tutto ciò che è al di fuori delle zone II e III è considerato zona I.

Alcuni siti si prestano solo a una mappa dei danni al suolo. Incendi ed esplosioni in strutture multilivello possono causare danni multilivello e sono rappresentati al meglio da una mappa dei danni da fuoco e calore per ogni livello come risultato.

La conoscenza della fonte dell'incendio può aiutare a determinare le zone di esposizione al calore. Il materiale che stava bruciando (dalle informazioni di processo contenute nei diagrammi delle tubazioni e della strumentazione) a volte può essere determinato individuando quale serbatoio, condotta o attrezzatura è danneggiata e cosa è normalmente contenuto in essa. Si può stimare il calore della fiamma attraverso i colori della stessa, il colore del fumo, e dagli effetti termici a seconda del materiale considerato.

I punti di fusione di molti materiali sono stati ben caratterizzati ed esistono tabelle nella normativa API 579-1/ASME FFS-1, Parte 11 [1] che coprono i cambiamenti osservati in molti dei comuni materiali da costruzione nell'industria. I materiali non metallici, come legno, plastica, polimeri e vernici, forniscono buoni indicatori di esposizioni a basse temperature. Le vernici vengono utilizzate per proteggere le strutture, in particolare l'acciaio al carbonio, dalla ruggine. Lo stato della pittura dopo un evento può essere particolarmente indicativo, perché ad una temperatura si possono osservare zone di scolorimento, mentre a temperature più elevate le pitture tendono a formare bolle e poi ossidarsi fino al punto di scuirsi. Alla fine, viene raggiunta una temperatura in cui la vernice si brucia completamente, lasciando l'acciaio nudo agli elementi, che consente la formazione di ruggine in breve tempo sugli acciai al carbonio. Diversi tipi di vernici bruciano o carbonizzano a temperature diverse.

I livelli della zona di esposizione al calore per i materiali da costruzione che sono accettabili per una valutazione di Livello 1 sono mostrati nella Tabella 3-2.

Materials	Typical ASTM Specifications for Pressurized Components	Heat Exposure Zone Levels Which Satisfy The Level 1 Assessment Criteria
Carbon Steels	A36, A53, A105, A106, A131, A139, A181, A216, A234, A266, A283, A285, A333, A350, A352, A420, A515, A516, A537, A671, A672, API 5L	I, II, III, IV
Low Alloy Steels	A182, A217, A234, A335, A336, A387, A691	I, II, III, IV
Austenitic Stainless Steels (1)	A312, A358, A240, A403, A351	I, II, III, IV
Alloy 20	B366, B462, B463, B464, B729, B744	I, II, III, IV
Alloy 400	B127, B164, B165, B366, B564, A494	I, II, III
Duplex Stainless Steels (2) Alloy 2205 Alloy 2507	A182, A240, A789, A790, A815 (UNS S31803, UNS J92205) (2507 – UNS S39275)	I, II
Alloy 800, 800H	B163, B366, B407, B409, B564	I, II, III, IV
Alloy 825	B163, B366, B423, B424, B704, B705	I, II, III, IV
Alloy 600	B163, B168, B366, B564	I, II, III, IV
Alloy 625	B167, B366, B443, B444, B564, A494	I, II, III, IV
Alloy C-276	B366, B575, B622	I, II, III, IV
Copper Alloys	B68, B96, B111, B169, B171, B395, B584	I, II
Aluminum Alloys	B209, B210, B241, B247	I, II
Precipitation Hardened Alloy Steels (3)	17-4PH, 17-7PH	I, II, III

Tabella 3-2: Livelli di esposizione al calore per leghe che soddisfano il Livello 1 di valutazione

Le leghe in questa tabella potrebbero essere soggette a perdita di resistenza alla corrosione e/o fessurazioni nelle zone di esposizione al calore che soddisfano i criteri di valutazione di Livello. L'ispezione delle guarnizioni e il controllo delle perdite dei giunti flangiati devono essere inclusi in una lista di controllo per i componenti che superano una valutazione di Livello 1.

Possono verificarsi danni al rivestimento protettivo per alcuni componenti che soddisfano i criteri di accettazione del Livello 1. I rivestimenti protettivi necessari per la resistenza alla corrosione esterna o interna devono essere riparati prima dell'avvio. Se il componente non rispetta i requisiti del Livello 1 è possibile considerare i seguenti casi:

- Riparazione, sostituzione o esclusione del componente;
- Condurre una valutazione di Livello 2 o 3;

- Rivalutare il componente.

3.4.2 Livello 2

Il Livello 2 è basato sull'integrità strutturale del componente valutando le proprietà del materiale di un componente interessato da un incendio. Include metodi di valutazione dei danni che si possono manifestare durante l'incendio come ad esempio assottigliamenti localizzati, cricche e deformazioni superficiali. Queste procedure di valutazione sono tipicamente applicate a componenti soggetti a zone di esposizione al calore di livello V o superiore o quando i cambiamenti sono visibili durante l'ispezione visiva.

Il primo passo per la valutazione consiste nella verifica delle dimensioni effettive dei componenti in pressione come lo sbilanciamento generale, cedimento dei componenti e distorsione localizzata del guscio. Come elencato di seguito, le forme di disallineamento o cedimento generale dipendono dal tipo di attrezzatura, mentre le distorsioni locali del guscio come i rigonfiamenti sono comuni a tutte le tipologie di attrezzatura:

- Ovalità o fuori rotondità;
- Cedimenti o incurvamenti di serbatoi orizzontali;
- deviazioni verticali (fuori piombo);
- rigonfiamenti.

Il test di durezza viene utilizzato per stimare la resistenza alla trazione approssimativa di un componente in acciaio al carbonio e/o acciaio basso legato esposto al fuoco. Le informazioni vengono successivamente utilizzate con le procedure di riclassificazione in questo documento per stabilire un MAWP accettabile (o massimo livello di riempimento del serbatoio, MFH). È necessaria un'ulteriore valutazione per valutare il danno specifico da assottigliamento localizzato, distorsioni del guscio e scorrimento.

I componenti che subiscono cambiamenti dimensionali forniscono informazioni sulle valutazioni aggiuntive richieste. Questa intuizione si basa sull'osservazione che le apparecchiature in acciaio al carbonio non subiscono una riduzione significativa delle

proprietà di resistenza alle alte temperature a breve termine che comporterebbe un cambiamento dimensionale (ovvero misure fuori piombo, cedimenti o rigonfiamenti) fino al raggiungimento di una temperatura pari o superiore a 425 °C (800 F).

La seguente procedura può essere utilizzata per valutare un componente pressurizzato costruito con acciai al carbonio o acciai bassolegati se si sospetta che le proprietà di resistenza meccanica siano state degradate dall'esposizione al fuoco.

FASE 1 – Se il componente è fabbricato in acciaio al carbonio e/o bassolegato, eseguire una prova di durezza sul componente e convertire il valore di durezza risultante in un carico di rottura stimato. Se il componente è fabbricato con materiali ad alta lega o a base di nichel, di solito è necessario un metodo alternativo per determinare un livello di resistenza del materiale accettabile per una valutazione.

FASE 2 – Determinare una sollecitazione ammissibile per il componente danneggiato dal fuoco in base alla sollecitazione di trazione ultima stimata nella FASE 1 utilizzando l'equazione 3.1. In questa equazione, il parametro C_{ism} è il margine di servizio. Il margine di servizio può essere considerato uguale al margine di progetto utilizzato sulla resistenza ultima alla trazione da progetto. Se questo valore non è noto, è possibile utilizzare un valore $C_{ism} = 4.0$ se le ispezioni e le valutazioni ingegneristiche dimostrano un livello di integrità paragonabile a quello di un progetto costruttivo stabilito.

$$S_{adf} = \min \left[\left\{ \left(\frac{S_{utst}}{C_{ism}} \right) \cdot \left(\frac{S_{aT}}{S_{aA}} \right), \{S_{aT}\} \right\} \right] \quad (3.1)$$

FASE 3 – Eseguire i calcoli necessari utilizzando il valore di sollecitazione ammissibile determinato nella FASE 2 e le equazioni nell'allegato 4A.

FASE 4 – Se sono presenti ulteriori forme di danno, il valore MAWP deve essere ulteriormente modificato utilizzando le Parti applicabili in questo documento:

- assottigliamento generale – Parte 4;

- assottigliamento locale – Parte 5;
- Pitting – Parte 6;
- Danni HIC, SOHIC e blister – Parte 7;
- Distorsioni del guscio, comprese rotondità e rigonfiamenti - Parte 8;
- Difetti simili a crepe – Parte 9;
- Ammacature, sgorbie e combinazioni di ammacature-sgorbie – Parte 12;
- Laminazioni – Parte 13.

FASE 5 – Valutare il danno da scorrimento del componente utilizzando la Parte 10. Normalmente, i componenti soggetti a temperature elevate durante un incendio non subiscono danni da scorrimento significativi perché il tempo di esposizione alla temperatura è relativamente breve e una deformazione da scorrimento significativa e il danno associato non possono accumularsi.

3.4.3 Livello 3

Livello 3 basato sull'analisi dello stress del componente quando i Livelli 1 e 2 non sono sufficienti.

La metallografia sul campo, i test di durezza, la rimozione e il test di campioni di materiale possono essere utilizzati in una valutazione di Livello 3, insieme a un'analisi dettagliata delle sollecitazioni.

4 Valutazione dei danni: Incendi, Esplosioni e Calore

I processi che coinvolgono materiali infiammabili ed esplosivi sono utilizzati in vari impianti chimici, di raffinazione e di processo. Ad esempio, un guasto dovuto a una perdita, un'esplosione interna, una sovrappressione o una detonazione di un serbatoio di stoccaggio, recipiente a pressione o tubazioni contenenti prodotti combustibili, possono causare danni da esplosione, nonché incendi e danni da calore ad altre apparecchiature nelle vicinanze.

Il danno ad altre apparecchiature può essere esteso e indagare sulla causa del guasto e sulle conseguenze può essere complesso. L'indagine su eventi che coinvolgono esplosioni e incendi può essere condotta utilizzando un approccio sistematico, logico e scientifico. La valutazione dei danni causati da esplosioni, incendi ed esposizione al calore fa parte della determinazione di ciò che è andato storto, nonché dell'entità dell'impatto sulle apparecchiature della struttura.

L'analisi di esplosioni, incendi ed eventi di calore può essere migliorata raccogliendo dati sia vicini che lontani dall'area danneggiata, poiché tali informazioni possono rivelare indicatori di danni da esplosione o calore e aiutare l'investigatore a valutarne sia l'entità che il punto dell'origine. La temperatura o il livello di pressione raggiunta possono essere mappati in entrambi i casi. L'entità di un'esplosione sarà solitamente espressa in una mappa sferica o circolare, mentre le zone danneggiate dal calore e dal fuoco sono soggette alla direzione dell'impatto della fiamma, alla direzione del vento, all'ombra, all'isolamento e ad altri effetti di raffreddamento.

Altre complicazioni per la valutazione degli eventi di incendio e calore sono incendi spot e rotture di tubi secondari o crolli di serbatoi che creano ulteriori aree calde lontane dall'evento scatenante. Un ingegnere esperto o una squadra di ingegneri coinvolti nell'analisi dell'esplosione può determinare quali distorsioni strutturali derivano dall'esplosione e cosa è attribuito al fuoco e ai danni da calore.

4.1 Raccolta e preparazione dei dati preliminari

4.1.1 Tempistiche

La valutazione di esplosioni, incendi e danni da calore viene generalmente eseguita subito dopo che l'area è stata dichiarata sicura per l'accesso. Le prove critiche possono essere catalogate e successivamente archiviate affinché mantengano il più a lungo possibile le caratteristiche utili per l'indagine. È importante raccogliere indicatori di danno, campioni chimici e prove metallurgiche prima che siano compromesse.

4.1.2 Interviste ai testimoni

Fino a quando l'area non è considerata sicura, è possibile dedicare del tempo alle interviste ai testimoni per stabilire gli eventi che hanno portato all'incendio, all'evento di calore o all'esplosione. Alcune domande pertinenti da porre o considerare possono includere:

- Il processo era in stato stazionario o era in fase di avvio o arresto?
- C'erano indicazioni che qualcosa non fosse normale?
- Sono state apportate modifiche recenti al processo o alle apparecchiature, come alterazioni o riparazioni?
- Ci sono informazioni sui metodi utilizzati per spegnere l'incendio e per rendere l'area sicura per l'accesso? Questi metodi possono pregiudicare l'interpretazione delle prove?
- Sono state attuate precauzioni per preservare le evidenze?

4.1.3 Diagrammi di sistema

Non appena possibile, è necessario raccogliere i dati relativi al processo come le procedure utilizzate e i diagrammi d'impianto. Per le apparecchiature di processo, ciò include un diagramma di flusso del processo e un diagramma delle tubazioni e della strumentazione. I disegni delle apparecchiature che mostrano i dettagli devono essere raccolti quando le apparecchiature interessate sono relativamente grandi, ad esempio

colonne o torri verticali, riscaldatori accesi, caldaie, acque di raffreddamento e così via. Alcuni di questi elementi potrebbero essere coinvolti nell'indagine sulla causa principale dello stesso incidente.

4.1.4 Dati metereologici e filmati

Possono essere utili i bollettini meteorologici del servizio meteorologico o in loco che descrivono in dettaglio la direzione e la velocità del vento durante l'evento. I filmati di notizie o i video delle telecamere di sicurezza nell'area possono fornire informazioni sull'aspetto e sui tempi dell'incendio e persino su un'eventuale esplosione. Possono essere utili anche video registrati o immagini scattate con i telefoni personali (all'interno o all'esterno dell'unità) durante l'evento.

4.1.5 Effetti termici sui materiali

I punti di fusione di molti materiali sono stati ben caratterizzati ed esistono tabelle in API 579-1/ASME FFS-1, Parte 11 [4] che coprono i cambiamenti osservati in molti dei comuni materiali da costruzione nell'industria. I materiali non metallici, come legno, plastica, polimeri e vernici, forniscono buoni indicatori di esposizioni a basse temperature. Le vernici vengono utilizzate per proteggere le strutture, in particolare l'acciaio al carbonio, dalla ruggine. Lo stato della pittura dopo un evento può essere particolarmente indicativo, perché ad una temperatura si possono osservare zone di scolorimento, mentre a temperature più elevate le pitture tendono a formare bolle e poi a ossidarsi fino al punto di scurirsi. Alla fine, viene raggiunta una temperatura in cui la vernice si brucia completamente, lasciando l'acciaio nudo agli elementi, che consente la formazione di ruggine in breve tempo sugli acciai al carbonio. Diversi tipi di vernici bruciano o carbonizzano a differenti temperature; è importante conoscere il tipo di vernice. Ad esempio, una vernice vinilica potrebbe iniziare a formare delle bolle ad una temperatura di 93 ° C (200 ° F), mentre una vernice poliuretanicca presenta bolle a 205 ° C (400 ° F).

Per isolare i confini della zona di esposizione al calore III, è possibile utilizzare vari materiali plastici per determinare la temperatura massima. Al di fuori della zona III

generalmente non si osservano danni da calore, ma nell'intervallo di temperatura tra 65 – 205 ° C (150 – 400 ° F), la maggior parte della plastica si ammorbidisce, si deforma, si incurva o si scioglie completamente. Alcune delle materie plastiche più comuni che si trovano in un ambiente industriale sono cartellini per impalcature, nastro adesivo, maniglie e pulsanti in plastica per i pannelli di controllo.

4.1.6 Altre attrezzature e strutture

In qualsiasi indagine, le apparecchiature di processo non sono l'unica cosa da valutare. Le apparecchiature ausiliarie come le valvole delle tubazioni e le pompe vengono mescolate nelle unità e spesso vengono danneggiate. Inoltre, ci sono strumentazione, sale di controllo, cablaggio elettrico e strutture temporanee come impalcature che potrebbero essere coinvolte. Nella zona di esposizione al calore III, l'imballaggio e le guarnizioni su recipienti altrimenti non interessati dovranno essere ispezionati. Quando il fuoco è sufficientemente caldo per un tempo sufficientemente lungo, anche strutture pesanti come travi e travi in acciaio possono presentare danni come parte della valutazione. L'acciaio perde circa il 40% del suo carico di snervamento in queste condizioni e a causa dell'influenza della gravità e dell'espansione differenziale, i componenti possono cedere e deformarsi [7].

4.1.7 Effetti termici su tubazioni e recipienti

Quando serbatoi e tubazioni sono sotto pressione, esposti a temperature elevate e il calore non viene dissipato, come nel caso di una sostanza liquida che scorre, le pressioni possono aumentare anche se la resistenza del materiale diminuisce. Questa condizione può provocare lo scoppio di un serbatoio a pressione o BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion). Un potenziale risultato che si vede spesso in una valutazione del danno da incendio è chiamato “rottura a bocca di pesce”, come mostrato in Fig. 4-1. In questo caso, le tubazioni di processo in acciaio sono state a contatto diretto con le fiamme.



Figura 4-1: Esempio di rottura di tubazioni in acciaio a "bocca di pesce"

In questo caso, le tubazioni di processo in acciaio sono state a contatto diretto con le fiamme provenienti dal *Jet fire* dall'evento di rottura del tubo primario. Il processo si era interrotto e il liquido infiammabile non scorreva. Il materiale del tubo d'acciaio si è ammorbidito, allungato e si è gonfiato sul lato rivolto verso il calore prima di rompersi. Le rotture di questo tipo sono caratterizzate da una frattura a labbro sottile dovuta al materiale duttile indebolito che si allunga prima che si verifichi il cedimento [8].

4.1.8 Colorazione termica

A seguito di un incendio, le superfici metalliche possono essere scolorite dal grado di ossidazione che si verifica in un incendio, in particolare per gli acciai, gli acciai inossidabili e le leghe di nichel. Questo è indicato come colori di tempra. La tabella 4-1 rappresenta i colori di tempra che possono formarsi sull'acciaio inossidabile tipo AISI 304 quando riscaldato in aria.

Colore	Temperatura approssimativa (°C)
Giallo pallido	290
Giallo paglierino	340
Giallo scuro	370
Marrone	390
Viola-marrone	420
Viola scuro	450
Blu	540
Blu scuro	600

Tabella 4-1: Colori di tempra per acciai inossidabili di tipo AISI 304

Una limitazione in questo metodo è che la composizione della fiamma e variabili come il tempo possono portare a risultati diversi. Ovviamente, la mancanza di tale colorazione sugli elementi in acciaio inossidabile è un modo per rilevare aree in cui la temperatura potrebbe essere stata inferiore a 288 °C (550 °F). Se non è possibile trovare riferimenti per una lega specifica, è possibile eseguire test di esposizione in laboratorio per tentare di classificare la colorazione termica osservata.

L'acciaio al carbonio riscaldato a contatto con l'aria a temperature comprese nell'intervallo di rinvenimento assume diversi colori di tempra a causa della formazione di un sottile film di ossido.

Per l'acciaio inossidabile, è necessario prestare attenzione nell'uso di questi colori, poiché l'atmosfera e la contaminazione della superficie possono alterare i risultati. Questo tipo di prova sull'acciaio potrebbe non essere attendibile nei casi in cui l'acqua è stata utilizzata per spegnere il fuoco o in cui è presente umidità, perché l'acciaio nudo inizierà ad arrugginire rapidamente.

4.1.9 Mappatura degli indicatori di danno da calore

Dopo che i dati sono stati raccolti, può essere generata una mappa di calore che copre l'area di interesse. La revisione delle fotografie può portare alla scelta di immagini che rappresentino le varie zone di esposizione al calore. Le posizioni degli indicatori

possono essere incluse nel rapporto insieme alla mappa. Le mappe possono essere tracciate sulla planimetria del sito o su una veduta aerea della struttura.

4.1.10 Mappatura di aree inaccessibili

Per le strutture sopraelevate, sono generalmente disponibili planimetrie piano per piano e gli elementi indicatori dei relativi piani possono essere mappati di conseguenza. Quando le aree non sono accessibili ma i danni possono essere valutati a distanza con teleobiettivi e una visuale elevata, a volte le zone di esposizione al calore possono essere mappate direttamente sulle immagini da diverse angolazioni, per descrivere adeguatamente una struttura in cui un lato è rivolto verso il calore e le altre aree sono schermate o fuori dalla zona di esposizione al calore o dalla zona raffreddata dal vento prevalente. L'osservazione a distanza del danno può essere utilizzata per giudicare i livelli di esposizione al calore.

5 Analisi del rischio applicata al caso studio

Nel caso studio riportato in questo capitolo si analizza un serbatoio in pressione utilizzato come reattore, in seguito ai danni riportati da un incendio sviluppatosi nella Kermanshah Oil Refinery Company in Iran.

5.1 Caso studio

Un reattore continuo a serbatoio agitato (CSTR, Continuous Stirred Tank Reactor) è un serbatoio di reazione nel quale allo stesso tempo i reagenti e spesso anche i solventi fluiscono all'interno del reattore mentre i prodotti della reazione fuoriescono dal serbatoio. I reattori CSTR sono dotati di un efficace meccanismo di agitazione e lavorano in condizioni di stato stabile, con proprietà uniformi. Idealmente, la composizione della sostanza che fuoriesce dal reattore è identica a quella della sostanza all'interno del reattore, e dipende dal tempo di permanenza e dalla velocità di reazione.

Alcuni componenti delle raffinerie e delle industrie petrolchimiche sono soggetti a condizioni di esercizio particolarmente usuranti; risulta determinante un controllo programmato per l'individuazione dei danni e per garantire un funzionamento sicuro e continuo.

La sostituzione spesso non è una buona opzione a causa degli elevati costi di capitale e del costo molto inferiore per continuare il funzionamento dell'impianto più vecchio. Tuttavia, l'affidabilità e la sicurezza sono questioni che sono diventate fondamentali negli ultimi anni, quindi la valutazione del danno e il rischio di guasto sono diventati sempre più importanti, soprattutto per i recipienti a pressione utilizzati nelle industrie petrolifere, dove spesso vengono spinte al limite della durata di esercizio.

I metodi di progettazione e la struttura del codice hanno generalmente tolleranze di danno specifiche e la loro applicazione per la valutazione del danno durante la vita operativa può produrre valutazioni improprie conservative.

Pertanto, i codici di progettazione non forniscono regole per valutare le apparecchiature che si degradano durante il servizio e le carenze dovute al degrado o

alla fabbricazione originale che possono essere riscontrate durante le ispezioni successive.

5.2 Lavorazione del petrolio

Il trasporto del grezzo dai giacimenti alle raffinerie avviene in genere mediante oleodotti. Arrivato in raffineria, il grezzo viene stoccato in grandi parchi serbatoi, dotati di tutte le misure di sicurezza e quindi sottoposto a dissalazione, effettuata miscelando il grezzo sotto pressione a circa 12 bar e preriscaldato a 150°C. Successivamente la miscela passa nel *desalter*, dove un campo elettrico di 15.000-30.000 Volt provoca l'aggregazione delle goccioline di acqua salata emulsionate che decantano sul fondo mentre il grezzo dissalato esce dall'alto.

La successiva fase di *topping* è l'operazione principale della raffineria dove avviene la distillazione a pressione atmosferica del grezzo. Il processo di *topping* è schematizzato in Fig. 5-1.

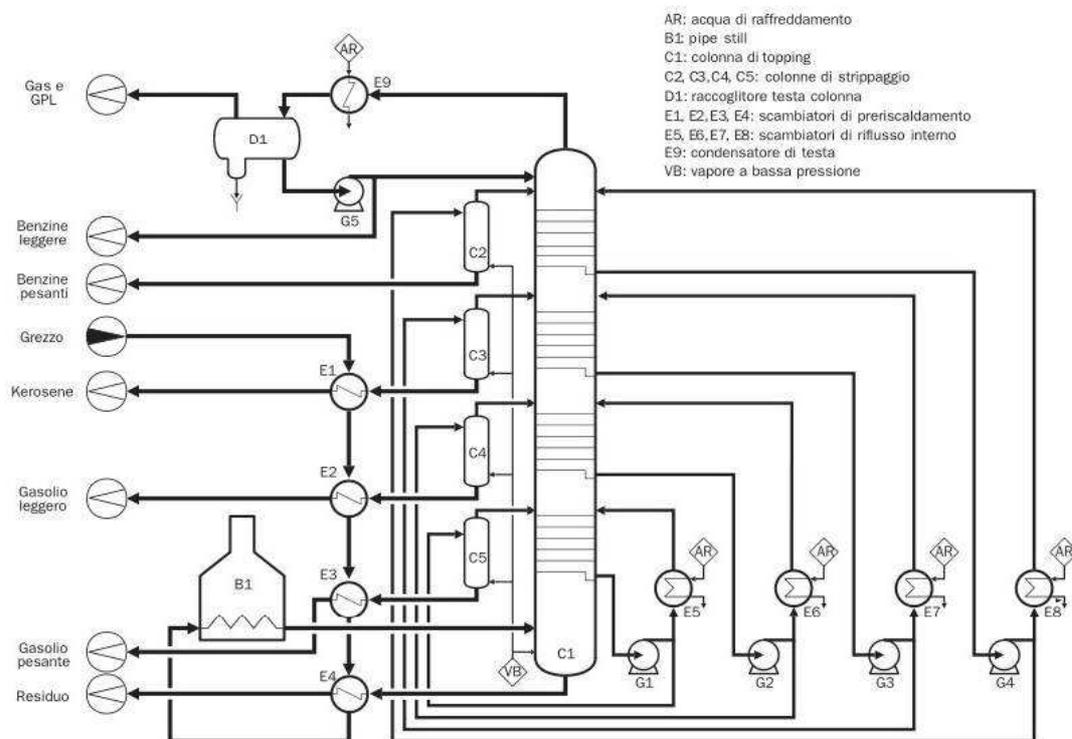


Figura 5-1: Schema del topping

Il grezzo in pressione (a circa 20 bar) inizialmente attraversa il treno di preriscaldamento, una serie di scambiatori dove recupera calore dalle frazioni calde uscenti dalla colonna di *topping*; quindi, entra nel forno di *topping* dove vengono bruciati in una fiamma gli oli combustibili. Attraversa la zona convettiva e quindi la zona radiante, dove è esposto alla fiamma diretta, riscaldandosi a 360°C, vaporizzando parzialmente e diminuendo la pressione a circa 2 bar, per effetto delle perdite di carico e dell'aumento del diametro della tubazione di trasporto.

In seguito, viene introdotto nella colonna di *topping*, nella *zona di flash*, dove subisce un'ulteriore riduzione di pressione a 1,2 bar e vaporizza ulteriormente. Nella *zona di flash* viene introdotto anche vapore d'acqua, per abbassare la pressione parziale dei vapori di idrocarburi e quindi favorire la quasi totale vaporizzazione del grezzo che sale nella parte superiore della colonna, detta zona di rettifica. Questa zona è costituita da una serie di sezioni con piatti a campanelle, che condensano il vapore e fanno bollire il liquido presente su ogni piatto. Da ogni sezione si estrae una frazione che viene purificata in una colonna di strippaggio laterale mediante *stripping* con vapore d'acqua, rimandando in colonna le componenti più leggere della frazione. Dall'alto della colonna escono le frazioni più leggere che vengono condensate e separate dal vapore d'acqua condensato a sua volta.

La frazione economicamente più redditizia è costituita dalle benzine. Prima di andare al *blending* per uniformarne le caratteristiche, queste vengono sottoposte a due processi:

- **Stabilizzazione:** le benzine primarie di *topping* vengono introdotte in una colonna a piatti, dove il ribollitore di fondo, facendo bollire la benzina, origina una corrente di vapori che producono lo *stripping* della benzina in ingresso, eliminando le frazioni gassose più volatili e pericolose; dall'alto vengono recuperati tali gas, avviati alla produzione di GPL, dal basso della colonna viene recuperata la benzina stabilizzata;
- **Splitting:** se necessario una benzina può essere ulteriormente distillata in apposite colonne a piatti, separando due frazioni, una benzina più leggera e una più pesante, che possono essere utili nelle operazioni di *blending*, per ottenere le specifiche più opportune.

5.2.1 Reforming

Il serbatoio in esame è un reattore a letto fisso utilizzato per l'operazione di *reforming*. In raffineria si utilizza il processo di *reforming catalitico*, finalizzato a:

- Aumentare il NO (numero di ottani) delle benzine di *topping*;
- Produrre aromatici (benzine, tolueni, xileni), che costituiscono importanti prodotti di base per ulteriori sintesi chimiche.

Si sottopongono a *reforming* le frazioni pesanti e lineari delle benzine di *topping*, oppure cariche più leggere se si vogliono produrre aromatici.

Gli idrocarburi a catena lunga sono meno stabili di quelli a catena più corta, mediante riscaldamento è possibile produrre il *cracking* delle catene lunghe in frammenti più corti. La tipologia dei frammenti ottenuti dipende dalla temperatura di lavoro:

- a) A temperature inferiori a circa 1000 K si formano frammenti più corti saturi (alcani), pertanto questo è il campo del *cracking di raffineria* (si lavora a 400 – 500°C), dove si vogliono produrre benzine per autotrazione;
- b) A temperature superiori a circa 1000 K si ottengono frammenti più corti insaturi (alcheni), pertanto questo è campo del *cracking petrolchimico* (si lavora infatti a circa 900°C), che ha lo scopo di produrre olefine a basso peso molecolare.

Nel *reforming catalitico* avvengono prevalentemente reazioni di deidrogenazione (reazioni endotermiche con aumento di volume), con produzione di aromatici aventi elevati NO. Prima di essere avviata al *reforming* la carica deve essere sottoposta a idrodesolforazione catalitica per eliminare i veleni del catalizzatore. Si utilizza questo processo sia per produrre cariche prive di veleni per i diversi processi catalitici, sia per desolfurare frazioni petrolifere prima della loro commercializzazione (kerosene, gasoli, jet fuel, ecc.) in modo da soddisfare le specifiche di accettazione relative al massimo contenuto di zolfo. Nella fase d'idrodesolforazione si lavora a temperature di 200–400°C a seconda delle cariche trattate, in presenza di H_2 (recuperato dai gas di *reforming*) e utilizzando reattori a letto fisso con catalizzatori a base di ossidi o solfuri di molibdeno, supportati su allumina come nel caso in esame.

5.3 Definizione del rischio

Il rischio può essere visto come una conseguenza naturale delle attività di raffineria e produzione petrolchimica. Essendo impossibile eliminare tutti i rischi, è necessario individuarli e ridurli a un livello accettabile. La valutazione del rischio richiede l'applicazione di tecniche appropriate per analizzare il rischio di uno scenario di guasto inatteso, che comporta la stima della probabilità (probabilità di guasto) e delle conseguenze (gravità dello scenario di guasto indesiderato).

Il rischio R viene definito come il prodotto fra una frequenza di accadimento di evento indesiderato (f) e l'entità del danno stesso o magnitudo (M):

$$R = f \times M \quad (5.1)$$

In base all'espressione (6.1), un rischio può essere considerato elevato con riferimento ad eventi frequenti con conseguenze modeste ma anche quando si riferisce ad eventi rari con conseguenze rilevanti. Secondo il D.Lgs 334/99 (Direttiva Seveso II) l'incidente rilevante è definito come un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di grande entità, dovuto a sviluppi incontrollati che si verificano durante l'attività di uno stabilimento e che dia luogo ad un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana o per l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento e in cui intervengano una o più sostanze pericolose.

Le fasi fondamentali dell'analisi del rischio sono descritte in Figura 5-1:

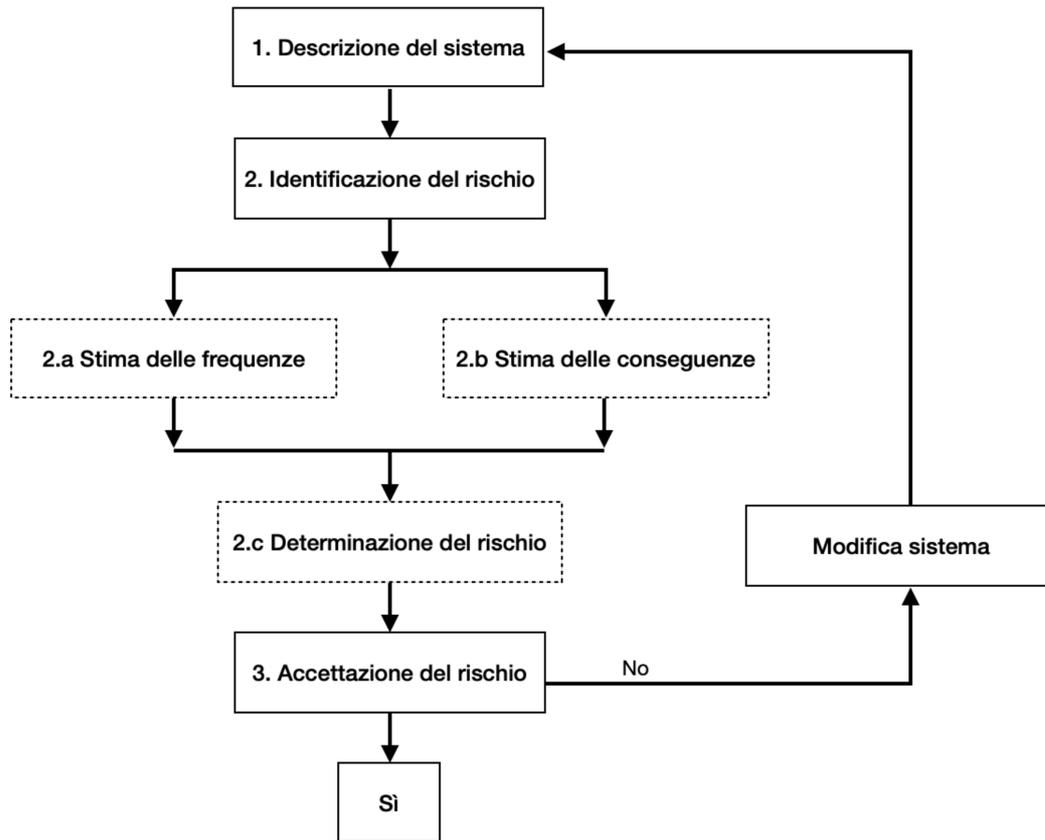


Figura 5-2: Fasi fondamentali della valutazione del rischio

5.4 Identificazione del rischio

L'identificazione del rischio è uno stadio fondamentale del processo e necessita di un'accurata conoscenza del processo produttivo, delle caratteristiche dell'impianto e delle sostanze manipolate. L'identificazione del rischio si sviluppa nelle seguenti fasi:

- Definizione dello scenario incidentale o *Top event*;
- Valutazione delle frequenze di accadimento;
- Valutazione delle conseguenze;
- Calcolo del rischio residuo.

La metodologia utilizzata per l'identificazione del rischio è l'analisi incidentale storica, basata sulla raccolta di tutti gli incidenti analoghi a quello ipotizzato e avvenuti su impianti uguali e coinvolgenti la stessa tipologia di sostanze.

Tra le tipologie di cause iniziatrici degli incidenti più frequenti avvenuti in impianti petrolchimici si distinguono alcune caratteristiche comuni:

- Le conseguenze degli eventi anomali hanno interessato aree interne agli stabilimenti;
- La tipologia più frequente è il rilascio di sostanze pericolose o tossiche;
- Solitamente gli eventi anomali vedono coinvolti solo gli operatori posti in corrispondenza del punto di rilascio, le conseguenze assumono diversa gravità in relazione al numero ed al tipo dei mezzi di protezione individuale indossati;
- Numerosi incidenti sono stati causati da errori procedurali da parte di personale addetto (negligenza, mancato rispetto delle procedure e/o insufficiente descrizione delle stesse, formazione inadeguata);
- Alcuni incidenti hanno avuto origine da interventi manutentivi errati o per il malfunzionamento dei sistemi di sicurezza presenti, per tale motivo assume particolare importanza il tipo di manutenzione svolta dall'azienda.

Elevati livelli di sicurezza e affidabilità dipendono fortemente da attività di manutenzione adeguate che possono ridurre l'incidenza di guasti imprevisti e tempi di fermo non programmati. Per garantire il buon funzionamento di un impianto, è essenziale che le attività di manutenzione consumino una grande quantità di manodopera e risorse materiali. Con l'aumento dei requisiti di sicurezza e affidabilità, sono cresciute anche le risorse necessarie per la manutenzione. Non è raro che nelle raffinerie, il reparto di manutenzione sia quello più grande, spesso comprendendo circa il 30% della manodopera totale e con un budget operativo significativo, secondo solo ai costi energetici.

Per garantire la sicurezza e l'elevata affidabilità dell'impianto è quindi necessaria l'attività di manutenzione. L'impianto petrolchimico di solito interrompe la produzione per circa 30 giorni per eseguire una revisione approfondita una volta ogni 3 anni, anche in assenza di guasti o incidenti; durante i tempi di fermo tutte le strutture vengono accuratamente esaminate e riparate. Durante il ciclo operativo, si verificano attività di manutenzione correttiva quando una struttura si rompe; le attività di manutenzione preventiva sono svolte a intervalli regolari nelle strutture chiave durante il normale funzionamento. Le attività di manutenzione preventiva spesso consistono in un insieme ben definito di attività tecniche, ad esempio l'ispezione, la riparazione,

la sostituzione, la pulizia, la lubrificazione, la regolazione e l'allineamento. Normalmente, la manutenzione preventiva è più efficace della manutenzione correttiva perché serve sempre a mantenere le strutture chiave in condizioni disponibili, in modo da evitare grandi perdite dovute a guasti imprevedibili. Lo scopo di questo documento è determinare l'intervallo appropriato di manutenzione preventiva periodica utilizzando una strategia di manutenzione basata sul rischio o RBM.

5.4.1 Analisi storica incidentale

Le aziende presenti nella provincia di Venezia che rientrano nel campo di applicazione della normativa per i rischi di incidente rilevante risultano essere circa quaranta; tuttavia, nell'area industriale di Porto Marghera in cui le attività principali sono di tipo petrolifero e chimico, la maggior parte delle unità produttive presenti si trova in un rapporto di reciproca interdipendenza. Ad esempio, il craker di Enichem alimenta gli impianti di produzione di dicloroetano e di estrazione benzene della stessa azienda, oltre all'impianto del dicloroetano di EVC; in modo analogo, il reparto cloro-soda di Enichem fornisce cloro all'unità di produzione del toluendiisocianato e, indirettamente, all'impianto per il cloruro di vinile monomero di EVC. Dall'analisi dei Rapporti di Sicurezza presentati da cinque aziende soggette all'art. 8 del D.Lgs. 334/99 (Direttiva Seveso bis) sono stati evidenziati 553 diversi scenari incidentali considerati dai relativi gestori. Di questi 553 scenari, 177 sono di Rilascio Tossico, 153 sono Flash fire, 115 sono Pool fire, 76 sono Jet fire, 11 sono indicati genericamente come Irraggiamento, 14 sono UVCE e 7 sono BLEVE.

Risulta evidente la marginalità del numero degli eventi di esplosione e dei Jet fire rispetto ai rilasci tossici e agli incendi quali Pool fire e Flash fire anche se la magnitudo di tali eventi ipotizzati è tale da imporre la loro considerazione nell'analisi del rischio, poiché la distanza di danno di tali scenari è dell'ordine delle centinaia di metri. Analizzando il totale dei 553 casi ipotizzati dalle aziende, eliminando gli scenari la cui seconda zona è minore di 100 metri, si ottengono 143 scenari dei quali ben 97 sono di tipo Rilascio Tossico, 27 sono Flash fire, 3 sono Pool fire, 2 sono Jet fire, 7 sono UVCE e 7 sono i BLEVE. Considerando solo gli eventi più significativi dal punto di vista della magnitudo, si nota pertanto come sia ancora più preponderante

l'importanza degli eventi di tipo rilascio tossico, che da soli rappresentano quasi il 68% del totale. Se invece si considerano i soli scenari la cui seconda zona di danno sia maggiore di 200 metri, quelli che più probabilmente escono dai confini dello stabilimento, si ottengono 81 scenari, dei quali ben 67, ovvero quasi l'83% sono relativi ai Rilasci Tossici.

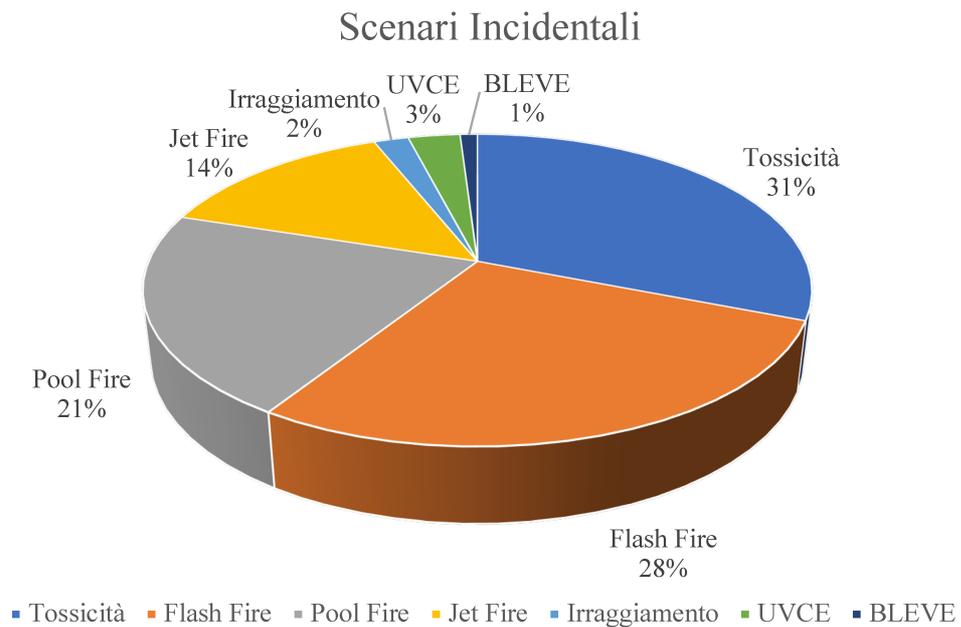


Figura 5-1: Distribuzione statistica degli scenari incidentali considerati (Porto Marghera)

Nella Tabella 5-1 sono riportati alcuni incidenti che hanno riguardato il rilascio di sostanze di processo e successivi scenari incidentali relativi agli impianti di raffinazione che hanno coinvolto componenti in pressione.

Data incidente	Luogo	Stato del componente	Feriti/morti	Rilascio sostanza	Commenti
2001	Tosco's Avon Refinery Washington	Sostituzione in quota di una tubazione in pressione	Si	Si	Al momento dell'incidente, il tubo conteneva ancora un volume significativo di nafta pressurizzata che ha preso fuoco in seguito al rilascio
2002	Ichihara, Chiba, Giappone	Variazione delle condizioni operative	–	Si	Incendio di un reattore per l'hydrocracker a media pressione del gasolio
1998	Kawasaki, Kanagawa, Giappone	Azione lenta di una valvola di intercettazione di emergenza	–	Si	Incendio di olio fuoriuscito da uno scambiatore di calore
1991	–	Perdita di una condotta di etilene	Si	Si	Effetto domino causato dal rilascio di etilene con esplosione della nube al passaggio di un mezzo e conseguente Jet Fire
2019	Gonfreville-l'Orcher, Francia	Perdita di una tubazione in pressione per corrosione	No	Si	L'incendio ha coinvolto un'area di 2500 m ² con una quantità di sostanze infiammabili stimata in 600 m ³
2000	Francia-Normandy Refinery	Impianto di emergenza costituito da turbina a vapore e pompa	No	Si	Serie di esplosioni in un impianto di reforming catalitico della raffineria durante una fase di collaudo periodico.
2002	–	Perdita nello scambiatore di calore per un difetto di rimontaggio in fase di manutenzione	No	Si	La miscela liquida fuoriuscita sul lato caldo dello scambiatore ha dato origine ad un pennacchio di fuoco

Tabella 5-1: Analisi storica di alcuni incidenti relativi al processo di raffinazione

5.4.2 Definizione scenario incidentale – TOP EVENT

Lo studio di sicurezza che porta all'individuazione dei Top Event che possono verificarsi all'interno di una raffineria è condotto in accordo al D.P.C.M. 31/03/89.

Per Top Event si intende il rilascio di materia e/o energia a causa del manifestarsi di una perdita/rottura/cedimento di un'apparecchiatura che costituisce un impianto. L'identificazione del Top Event avviene in funzione della complessità del sito; potrà essere condotta per l'intero sito, per la sua modifica o con riferimento agli impianti/unità con maggiore potenziale di rischio.

Alcune delle fasi utili per effettuare l'analisi del rischio sono:

- Analisi storica;
- Metodo ad indici;
- Identificazione degli eventi incidentali.

Tra i Top Event individuati, l'evento incidentale scelto per l'analisi del rischio con riferimento al serbatoio di reazione è il primo tra quelli riportati:

- Superamento della pressione di progetto del reattore;
- Rilascio della miscela di idrocarburi per una perdita della tubazione a monte del reattore;
- Rilascio della miscela di idrocarburi per una perdita della tubazione di adduzione al serbatoio;
- Rilascio della miscela per la formazione di cricche sul mantello del serbatoio;
- Trafilamento della tenuta delle pompe a servizio del reattore.

5.4.3 Valutazione delle frequenze di accadimento

Uno scenario di guasto si verifica quando l'impianto non soddisfa i requisiti di produzione, come un malfunzionamento, la riduzione o la qualità inferiore della produzione che possono portare al verificarsi di incidenti come rilasci, incendi ed esplosioni. Lo scenario di guasto può essere identificato in base alle caratteristiche del

processo, alle condizioni operative e allo stato di gestione della sicurezza dell'impianto.

La distribuzione di *Weibull* a due parametri è una distribuzione di guasto generale, che può essere adattata a un'ampia gamma di processi di guasto (tranne quelli che aumentano a un ritmo eccezionalmente rapido, dove μ indica il tasso di guasto al tempo t , descritta dall'Equazione (5.2):

$$f(t) = \beta\mu(\mu t)^{\beta-1}e^{-(\mu t)^\beta} \quad (5.2)$$

Se si sottoponessero a prove di funzionamento un certo numero di esemplari dello stesso componente, si potrebbe ricavare sperimentalmente l'andamento del tasso di guasto nel tempo come mostrato in Figura 5-4.

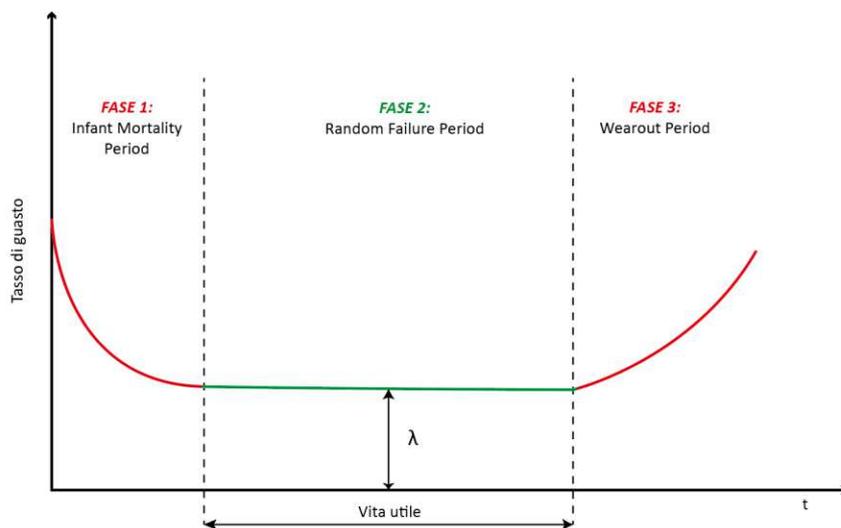


Figura 5-4: Curva di distribuzione a "vasca da bagno"

Con riferimento al diagramma, è riportata una tipica curva nota come "vasca da bagno" che può essere suddivisa in tre zone:

- *Guasti infantili*: causati principalmente da errori progettuali o errori nell'utilizzo della nuova attrezzatura dettati dall'inesperienza; questa tipologia di errori può essere limitata mediante prove prolungate, collaudi rigorosi e rodaggio operativo controllato;

- *Guasti casuali*: rappresentano il livello più basso di rateo di guasto del componente durante la sua vita utile con andamento approssimativamente costante;
- *Guasti per usura e fatica*: quando il componente supera il limite di durata previsto in fase di progettazione.

Durante la vita utile del componente $\beta = 1$ pertanto l'equazione 5.2 diventa:

$$f(t) = \mu e^{-(\mu t)} \quad (5.3)$$

Si presume che il processo di guasto dell'impianto segua la distribuzione *Weibull* a due parametri con $f(t)$ non decrescente. L'intervallo di tempo che intercorre tra due guasti successivi (MTBF) di un componente può essere ricavato dall'Equazione (5.2):

$$MTBF = \frac{1}{\mu_{tot}} \quad (5.4)$$

Dove μ_{tot} è valutato dal dato di affidabilità R_{tot} calcolato dall'albero dei guasti che costituisce il complemento a 1 di $P(t)$.

Considerando uno scenario di guasto come un evento principale, viene costruito un albero dei guasti per delineare i modi in cui l'evento principale può verificarsi. L'albero dei guasti è una tecnica deduttiva che, in forma grafica, partendo da un evento indesiderato o top event, indica le sue cause immediate e da ciascuna di esse procede a ritroso fino all'identificazione delle cause di base dell'evento considerato. l'albero dei guasti si presenta quindi come un diagramma che mostra la sequenza logica tra le cause di base e il top event, ovvero una serie di combinazioni di guasti, malfunzionamenti o errori umani tra i quali è possibile individuare quelli sufficienti a provocare l'evento.

La probabilità di guasto di un processo complesso è ottenuta a partire da quella di ogni singolo componente. I componenti possono interagire, principalmente secondo due modalità, ovvero i segni logici che includono le porte "AND" e "OR" che vengono utilizzati per rappresentare graficamente le relazioni tra l'evento principale, gli eventi intermedi e gli eventi di base.

La probabilità di guasto di ogni evento di base può essere determinata da statistiche relative a dati adeguati associati a guasti e incidenti, che sono principalmente raccolti dalle registrazioni di funzionamento, incidenti e manutenzione degli impianti industriali. Quando è nota la probabilità di guasto di ciascun evento di base, la probabilità di guasto dell'evento principale può essere calcolata utilizzando una porta AND/OR.

$$P_{(AND)} = \sum_{i=1}^n P_i$$

$$P_{(OR)} = 1 - \sum_{i=1}^n (1 - P_i)$$

dove P è la probabilità di guasto dell'evento principale, P_i indica la probabilità di guasto dell'evento di base i e n è il numero di eventi di base associati alla porta AND/OR. Di seguito è riportato l'albero dei guasti relativo al caso studio:

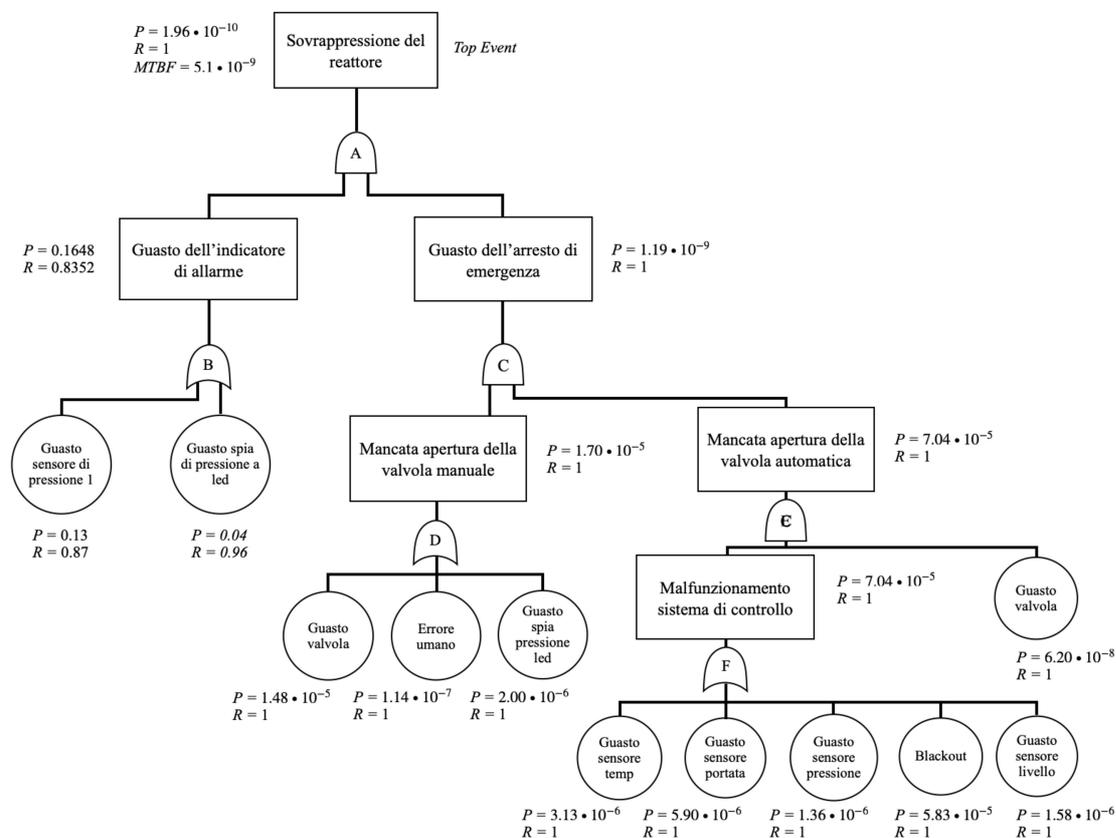
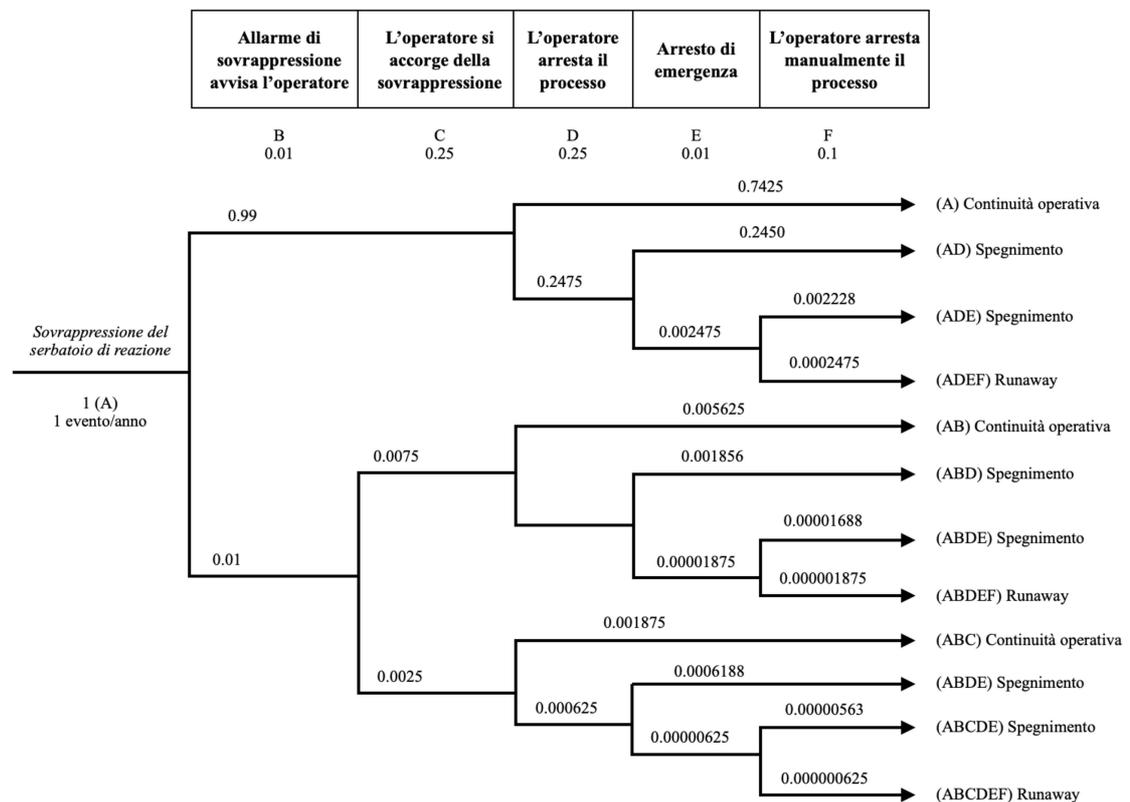


Figura 5-5: Albero dei guasti relativo al serbatoio in pressione

La valutazione degli scenari incidentali che potrebbero occorrere a seguito di un rilascio e la valutazione delle loro probabilità è sviluppato attraverso un'analisi dell'albero degli eventi. L'albero degli eventi è un modello logico che consente di identificare e quantificare le conseguenze determinate da un evento iniziatore fino a coprire tutta la sequenza temporale procedendo per eventi successivi fino a raggiungere quello finale. L'approccio è di natura induttiva e fornisce delle sequenze incidentali, dove il generico evento dell'albero rappresenta un possibile scenario. Le conseguenze possono essere dirette (incendio, esplosione, etc.) oppure indirette (effetto domino). Di seguito è riportato l'albero degli eventi relativo alla condizione di sovrappressione del reattore di reforming Fig. 5-5:



5.4.4 Valutazione delle conseguenze

Il calcolo delle conseguenze ha come obiettivo la determinazione e la quantificazione degli effetti fisici sulle persone, sull'ambiente e sulle strutture generati dai diversi scenari incidentali ipotizzati.

Nel caso degli incendi si vuole stimare la radiazione termica, nel caso di esplosioni si vuole valutare le sovrappressioni mentre per la dispersione di sostanze tossiche si vuole determinare la concentrazione della sostanza nella nube. L'analisi delle conseguenze è una fase importante dell'analisi del rischio in quanto permette di definire le migliori condizioni operative dell'impianto per la pianificazione delle emergenze degli scenari ipotizzati, quali:

- Formazione ed evaporazione di una pozza;
- BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion);
- VCE (Vapour Cloud Explosion);
- Dispersione di nubi gassose;
- Jet fire;
- Pool fire;
- Effetti di infiammabilità e tossicità.

I fenomeni sopra descritti devono essere caratterizzati dal valore di probabilità di accadimento ad essi associato e dalle dimensioni delle aree di danno. I fenomeni incidentali possibili vengono determinati e indagati nell'ambito dell'analisi di rischio condotta sulle attività soggette alla *Direttiva Seveso*; si definiscono così l'estensione dell'area di danno al di fuori dall'attività produttiva per ciascuno scenario incidentale, nonché la probabilità di accadimento ad esso associata. Le aree di danno sono definite con riferimento a valori di soglia per gli effetti fisici che si possono verificare come riportato in Tabella 5-2. Le aree individuate sono contraddistinte dal danno che ci si può attendere: danni alle strutture, lesioni all'uomo reversibili, lesioni all'uomo irreversibili, inizio letalità ed elevata letalità.

Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture / Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ²
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	Raggio Fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	200-800 m (secondo la tipologia di serbatoio)
Flash fire (radiazione termica istantanea)	LFL	0,5LFL	–	–	–
VCE (sovrapressione di picco)	0,3 bar (0,6 spazi aperti)	0,14 bar	0,7 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC50 (30 min,hmn)	–	IDLH	–	–

Tabella 5-2: Valori di soglia (DM 09/05/2001)

Gli scenari incidentali, con relative classi di probabilità di ogni singolo evento, aree di danno relative e conseguenza sull'ambiente vengono fornite direttamente dai gestori delle attività soggette alla *Direttiva Seveso*, nei documenti presentati con riferimento agli art. 6 e 7 del D. Lgs. 334/99; sono invece informazioni reperibili nel Rapporto di Sicurezza e nell'Istruttoria per le attività soggette ad articolo 8. Di seguito vengono descritti gli scenari incidentali che possono scaturire dalla fuoriuscita di sostanza infiammabile e una stima approssimata degli effetti sulle zone circostanti.

➤ Dispersione di gas/vapori

Il fenomeno della dispersione è associato al trasporto di materia o energia sia per effetto della diffusione, sia della convezione e riguarda la liberazione involontaria di un gas o vapore nell'atmosfera.

- 1) EVENTO 1 – Rilascio continuo e stazionario di benzene da un foro del serbatoio e dispersione della nube nell'ambiente circostante; stima della quantità di sostanza rilasciata in ambiente:

Dati del rilascio	
Portata	3,55 kg / s
Diametro del foro	1 cm
Durata del rilascio	60 minuti
Quantità di benzene rilasciata	12.780 kg

➤ Pool Fire

L'irraggiamento è un fenomeno di trasferimento di energia (principalmente termica e luminosa) generato dalla propagazione nello spazio di radiazioni ad elevata potenza liberate o da una reazione chimica (come la combustione) o da emissioni provenienti da superfici ad elevata temperatura.

Il Pool fire riguarda l'incendio di una pozza di liquido infiammabile che si viene a formare in seguito alla perdita di contenimento di un'apparecchiatura che controlla una sostanza infiammabile.

- 2) EVENTO 2 – Rilascio di idrocarburi e conseguente formazione di una pozza infiammabile; stima della quantificazione del valore di irraggiamento a diverse distanze:

Dati del rilascio	
Portata	0,1 m ³
Diametro della pozza	25 m
Pool Fire	
Irraggiamento termico (distanze in metri a partire dal centro della pozza)	7,97 kW / m ² a 50 m
	19,5 kW / m ² a 25 m
	34,78 kW / m ² a 12,5 m

➤ Jet Fire

È uno scenario che si verifica in presenza di apparecchiature che lavorano in pressione. La fuoriuscita di sostanza infiammabile avviene a velocità elevata direttamente proporzionale alla pressione di esercizio.

- 3) EVENTO 3 – Rilascio di idrocarburi dalla parete del serbatoio e formazione di Jet fire; stima del flusso termico irraggiato al suolo a diverse distanze:

Dati del rilascio	
Portata	8 kg / s
Pressione di esercizio	31,7 bar
Altezza dal suolo	2 m
Diametro foro	25 mm
Jet Fire	
Irraggiamento termico (distanze in metri a partire dal rilascio)	1,78 kW / m ² a 50 m
	6,76 kW / m ² a 25 m
	22,71 kW / m ² a 12,5 m

➤ Esplosioni: (U.) V.C.E. – Unconfined Vapour Cloud Explosion

Rappresentano le esplosioni più pericolose nell'industria chimica; esse derivano dalla sequenza dei seguenti eventi:

- Rilascio improvviso di una grande quantità di vapore;
- Dispersione dei vapori nell'impianto e miscelazione con aria;
- Innesco della nube.

Il fenomeno avviene quando una miscela di gas infiammabile, una volta raggiunte le concentrazioni relative al campo di infiammabilità, viene a contatto con una fonte d'innescio con la propagazione di una fronte di fiamma ad elevata velocità. A seguito di questa combustione esplosiva, si

ha un'espansione dei gas combusti a monte del fronte di fiamma che accelerando, generano delle onde di pressione che si propagano nell'atmosfera circostante.

- 4) EVENTO 4 – Foratura del reattore e formazione di una nube infiammabile; valutazione dell'entità del danno atteso:

Dati del rilascio	
Volume stimato del rilascio	200 m ³
Altezza dal suolo	2 m
VCE	
Entità del danno (sovrappressione a diverse distanze dall'origine)	12,16 kPa a 50 m
	5,1 kPa a 100 m

➤ B.L.E.V.E. (Fireball) – Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion

Si tratta di una esplosione fisica connessa al rapido cambiamento di fase di un gas liquefatto come conseguenza di una violenta depressurizzazione. Con riferimento ad un serbatoio in pressione contenente un liquido infiammabile soggetto ad irraggiamento dall'esterno, nella zona del serbatoio a contatto con la fase liquida, il calore esterno è assorbito dal liquido stesso. la zona a contatto con la fase aeriforme, invece, a causa della maggiore resistenza al trasferimento di calore, determina l'innalzamento della temperatura del mantello. In assenza di un tempestivo intervento, con il progressivo innalzamento della pressione interna al serbatoio, si genera un abbassamento delle caratteristiche meccaniche del mantello e la formazione di fratture superficiali. Inoltre, se la temperatura del liquido raggiunge, in tempi ridotti, un determinato valore (dipendente dalla sostanza) si verifica il fenomeno della “nucleazione spontanea” cioè una forte ebollizione interna che genera un'incontrollata sovrappressione con la conseguente esplosione del contenitore e proiezione di frammenti anche a lunghe distanze. Il Fireball si verifica quando un certo quantitativo di vapore infiammabile viene rilasciato repentinamente a seguito del collasso del recipiente di contenimento. Il combustibile viene bruciato per miscelazione turbolenta

della massa in espansione che assume forma sferica (“palla di fuoco”) mentre si innalza nell’atmosfera per il marcato effetto del galleggiamento dovuto alle elevate temperature raggiunte per effetto della combustione.

- 5) EVENTO 5 – Scenario di incendio derivante da BLEVE del serbatoio; stima dei parametri del Fireball e determinazione del flusso termico a diverse distanze dall’origine:

Dati del rilascio	
Volume	25 m^3
Pressione di esercizio	31,7 bar
Temperatura di esercizio	413 °C
BLEVE	
Diametro massimo	155 m
Durata del fenomeno	12 s
Altezza del centro	116,2 m
Diametro iniziale	201,5 m
Irraggiamento termico (distanze in metri a partire dal bordo del Fireball)	$14,06 \text{ kW} / \text{m}^2$ a 300 m
	$3,9 \text{ kW} / \text{m}^2$ a 500 m

6 Valutazione dell'integrità di un serbatoio in pressione

In questo capitolo verrà sottoposto a valutazione di integrità il serbatoio di reazione in pressione trattato precedentemente nel caso studio, per la produzione di benzine.

L'idoneità al servizio (FFS) del recipiente a pressione danneggiato dall'incendio è stata valutata secondo API 579-1/ASME FFS-1 con riferimento ai primi due livelli di valutazione della normativa.

6.1 Materiali da costruzione

Gli acciai basso legati, utilizzati nei recipienti a pressione e nelle tubazioni ad alte temperature, hanno tipicamente una microstruttura di colonie di perlite in una matrice di grani di ferrite di una data dimensione media. Con un'esposizione prolungata alle alte temperature, la perlite si decompone per formare una dispersione di carburi in una matrice di ferrite. Effetti simili si verificano negli acciai al carbonio-molibdeno e al carbonio-cromo-molibdeno.

L'invecchiamento eccessivo favorisce la coalescenza dei carburi, formatisi durante la decomposizione della perlite, e l'invecchiamento prolungato porta ad una struttura ferritica comprendente carburi sferoidizzati con una distribuzione quasi uniforme. Questa condizione si verifica dopo un'esposizione prolungata a temperature superiori a 400 °C per gli acciai al carbonio e di circa 420 °C per gli acciai bassolegati.

Per i recipienti a pressione in acciaio a basso tenore di carbonio, l'esposizione al calore di breve durata superiore a 850 °C, il livello di temperatura per la completa trasformazione in austenite, potrebbe produrre raffinamento del grano piuttosto che la crescita del grano. Pertanto, è difficile stimare le temperature di esposizione al calore in base alla dimensione del grano. Inoltre, la decarburazione potrebbe verificarsi per questi acciai durante l'esposizione a temperature elevate, il che è importante per il controllo di qualità delle parti correlate in quanto può influire sulle proprietà meccaniche come la durezza, l'usura e la resistenza alla fatica. I metodi distruttivi per determinare la profondità dello strato decarburato includono test metallografici e di durezza.

6.1.1 Descrizione del componente

Il reattore a pressione danneggiato dal fuoco valutato in questo studio (denominato V-201) è un recipiente cilindrico con un'altezza di 5969 mm, un diametro interno di 1067 mm e una parete spessa 20,2 mm (incluso il materiale di rivestimento di 3,2 mm di spessore). Il reattore è stato fabbricato in acciaio SA-204 di grado 70 con un rivestimento resistente alla corrosione di tipo A-240.

Le condizioni di progettazione del serbatoio sono 460 psig (3,17 MPa) a 413 °C e l'efficienza del giunto di saldatura (E) è pari a 1. Per il funzionamento è richiesta una tolleranza futura alla corrosione di 1,59 mm (1/16 di pollice).

La temperatura massima raggiunta durante l'incendio è stata determinata in base al deterioramento dello strato protettivo esterno.

Il danno subito dal serbatoio in pressione è stato valutato mediante:

- Test di durezza;
- Metallografia sul campo;
- Repliche metallografiche.

Nel metallo costituente il serbatoio sono state osservate la crescita del grano e la presenza di perlite sferoidizzata sulla superficie interna del vaso.

La superficie esterna del reattore ha mostrato una microstruttura ferritica con granulometria minore rispetto alla superficie interna così come la decarburazione del metallo. La durezza inferiore del metallo di base su entrambi i lati del recipiente è stata confrontata con il valore standard e correlata all'evoluzione della microstruttura durante le condizioni di esposizione al fuoco. I risultati della valutazione FFS hanno indicato che il serbatoio di reazione non è idoneo alle attuali condizioni di progetto e pertanto è stata determinata una nuova pressione di esercizio massima consentita (MAWP).

Il reattore a recipiente in pressione ha subito un incendio per combustione spontanea. Secondo le osservazioni del Comandante dei Vigili del Fuoco, le fiamme si sono espanse verso l'alto e hanno coperto metà del reattore.

Sfortunatamente, in questo caso, non sono disponibili prove visive come una videocassetta per determinare la natura e l'entità dell'incendio.

Sebbene siano disponibili alcuni dettagli secondari su videocassetta, potrebbe essere possibile dedurre la natura del carburante, la progressione dell'incendio dalla sua fonte di accensione e le temperature estreme dalle prove visive sul nastro. Pertanto, i dati dei danni causati dall'incendio sono stati raccolti dopo l'estinzione dell'incendio.

6.1.2 Procedura di FFS

Per indagare sul danno del reattore a serbatoio V-201, sono state studiate tre diverse zone sulla superficie interna e due sulla superficie esterna per determinare l'entità del danno. Il metallo di base del reattore è un acciaio bassoalegato (ASTM A204) con composizione chimica riportata nella tabella 6-1. Per le zone selezionate, la preparazione della superficie e la replicazione sono state condotte secondo lo standard ASTM E 1351. Sulla superficie interna è stato rimosso il rivestimento ed è stata eseguita la preparazione sulla superficie metallica di base. Quindi, la preparazione metallografica delle repliche è stata condotta utilizzando lo standard ASTM E 3-01(2007):2010. La microincisione delle repliche rivestite con Au è stata eseguita tramite lo standard ASTM E 407-07:2010 utilizzando il mordenzante Nital-2%. Il microscopio ottico Olympus-DP12 è stato utilizzato per studiare le microstrutture, utilizzando lo standard ASTM E 883-02(2007): 2010. Un software di analisi delle immagini è stato utilizzato per misurare la frazione del volume di fase e la dimensione del grano, secondo gli standard ASTM E 112-96(2004): 2010 e ASTM E 562-11: 2013, rispettivamente. È stato utilizzato anche un durometro Brinell portatile per misurare il valore di durezza di varie zone studiate utilizzando lo standard ASTM E110-14. Sono state effettuate cinque misurazioni su ciascuna zona e sono stati riportati i valori medi di durezza.

È stata eseguita anche la valutazione dell'idoneità al servizio (FFS) per indagare l'entità del danno e stimare l'efficienza residua del reattore.

Fe	C	Mn	Ni	Mo	P	S	Si
Bal	0.25	0.9	0.45-0.6	0.45-0.6	0.035	0.04	0.15-0.3

Tabella 6-1: Composizione chimica dell'acciaio secondo ASTM A204 (wt%)

6.1.3 Studi sulla microstruttura

In questa indagine si è cercato di raggiungere l'entità del danno durante l'evento di incendio; un aspetto per raggiungere questo obiettivo era attraverso osservazioni microstrutturali. I seguenti risultati sono relativi alla microstruttura degradata nelle zone selezionate. La Fig. 5-1 mostra un'illustrazione schematica del recipiente del reattore per indicare le zone selezionate per gli studi microstrutturali.

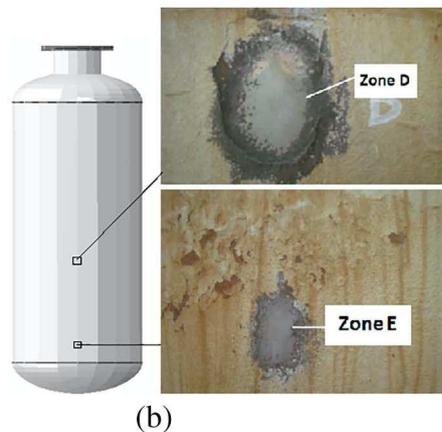
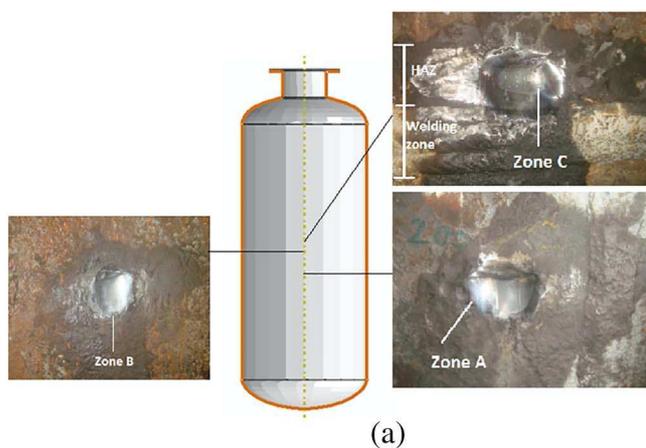


Figura 6-1: Illustrazione schematica del serbatoio di reazione in diversi punti; a) dettaglio della parete interna, b) dettaglio della parete esterna

Zona A

Questa zona (Fig. 6-1-a) è stata selezionata nella regione danneggiata della superficie interna del reattore (ad una distanza di 200 cm dalla linea di saldatura inferiore). La Fig. 6-2 mostra la microstruttura della zona A che è prevalentemente ferritico-perlitica con perlite sferoidizzata. Durante il riscaldamento degli acciai al di sotto della temperatura di austenitizzazione, la microstruttura rimane la stessa tranne per il fatto che la cementite all'interno della fase perlitica tende ad essere sferoidizzata [4].

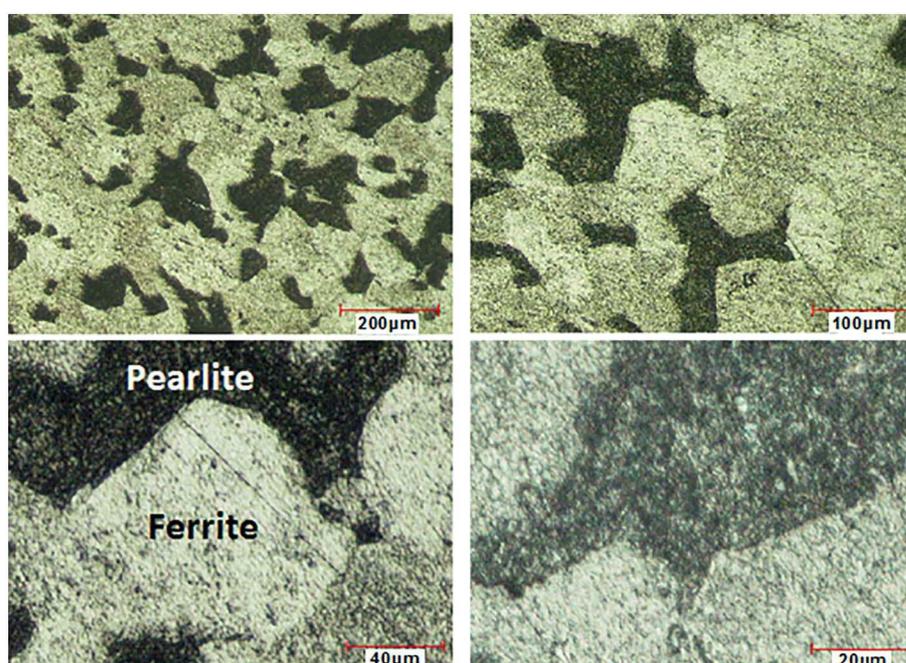


Figura 6-2: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona A

La quantità di frazione in volume di perlite e la dimensione del grano di ferrite erano rispettivamente del 30% e 5ASTM. La sferoidizzazione avviene generalmente ad alte temperature e si accompagna all'aumento della granulometria. Il riscaldamento e il raffreddamento degli acciai oltre la temperatura di austenitizzazione di solito provoca una microstruttura con granulometria inferiore, se il riscaldamento viene applicato per un breve periodo di tempo. Durante un incendio, questo riscaldamento non potrebbe necessariamente produrre la crescita del grano. Maggiore è la temperatura di surriscaldamento, più velocemente e più grandi cresceranno i grani [12]

Zona B

La Fig. 6-1-a mostra la Zona B che è stata selezionata nella regione danneggiata della superficie interna del reattore, ad una distanza di 250 cm dalla linea di saldatura circonferenziale inferiore. La microstruttura di questa zona, mostrata in Fig. 6-2 a diversi ingrandimenti, rivela ferrite e perlite sferoidizzata.

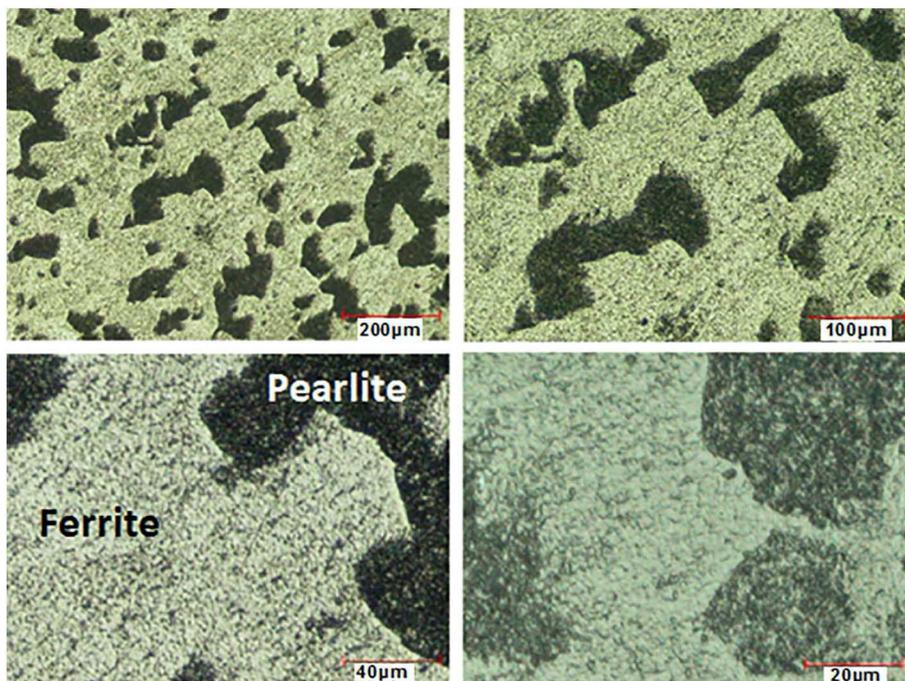


Figura 6-3: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona B

Per gli acciai a basso tenore di carbonio, l'esposizione prolungata a temperature comprese tra 600 e 727 °C può causare un certo grado di sferoidizzazione all'interno della perlite, ma questa evoluzione microstrutturale è considerata improbabile per un breve tempo di esposizione [8].

La frazione in volume di perlite e la dimensione del grano di ferrite sono state calcolate rispettivamente come 30% e 5ASTM. La sferoidizzazione potrebbe essere dovuta all'aumento della temperatura durante l'accensione del reattore.

Zona C

Questa zona (Fig. 6-1-a) è stata selezionata nella regione danneggiata della superficie interna del reattore in corrispondenza della zona alterata dal calore (HAZ) della linea di saldatura circonferenziale superiore. La Fig. 6 mostra la microstruttura della zona C a diversi ingrandimenti.

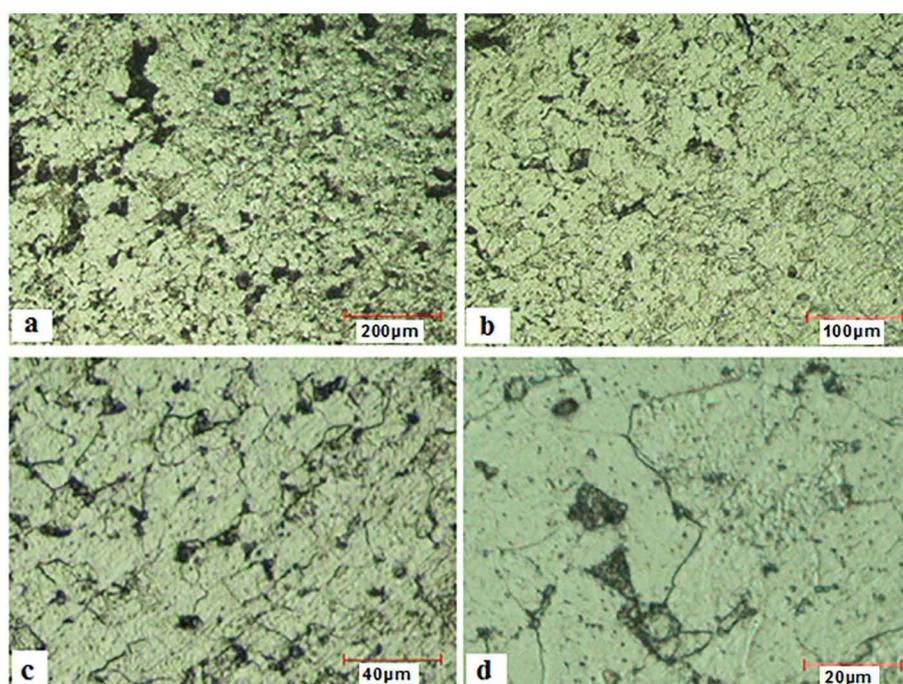


Figura 6-4: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona C

La Fig. 6-a, relativa all'interfaccia metallo di base/HAZ, mostra la microstruttura ferritico-perlitica. Le Fig. 6-b-d sono correlate alla zona HAZ e mostrano anche una microstruttura che include ferrite e perlite sferoidizzata. La frazione in volume di perlite è stata calcolata al 10%, inferiore a quella delle zone A e B. Il motivo potrebbe essere l'apporto di calore della zona HAZ durante la saldatura che ha causato la decomposizione della perlite e la riduzione della sua frazione di volume. Dopo la saldatura si verifica un processo di raffreddamento disomogeneo che non potrebbe comportare una trasformazione perlitica. Quindi la decomposizione perlitica durante la saldatura potrebbe rimanere e portare alla formazione di carburo e all'aumento della frazione di volume della ferrite. Inoltre, la granulometria è stata calcolata come 8ASTM, inferiore a quella delle precedenti zone studiate. La distanza di questa zona

dalla regione danneggiata è maggiore della distanza tra le zone A e B; pertanto, il calore generato durante il danno ha causato un aumento della granulometria.

Poiché la crescita dei grani richiede un'esposizione prolungata a temperature elevate, le condizioni di servizio del reattore (417 °C) in esercizio per diversi anni potrebbero essere un motivo complementare alla crescita dei grani.

Zona D

Oltre alle zone studiate sulla superficie interna, sono state studiate anche due zone sulla superficie esterna del reattore. L'obiettivo di questa indagine era di studiare l'effetto del danno sul metallo di base senza considerare il rivestimento. In questo modo è stata selezionata la zona D (Fig. 6-1-b) nella regione danneggiata sulla superficie esterna del reattore, ad una distanza di 200 cm dalla linea di saldatura circonferenziale inferiore.

La Fig. 6-5 mostra la microstruttura della zona D inclusa la ferrite con una bassa quantità di carburi di confine del grano.

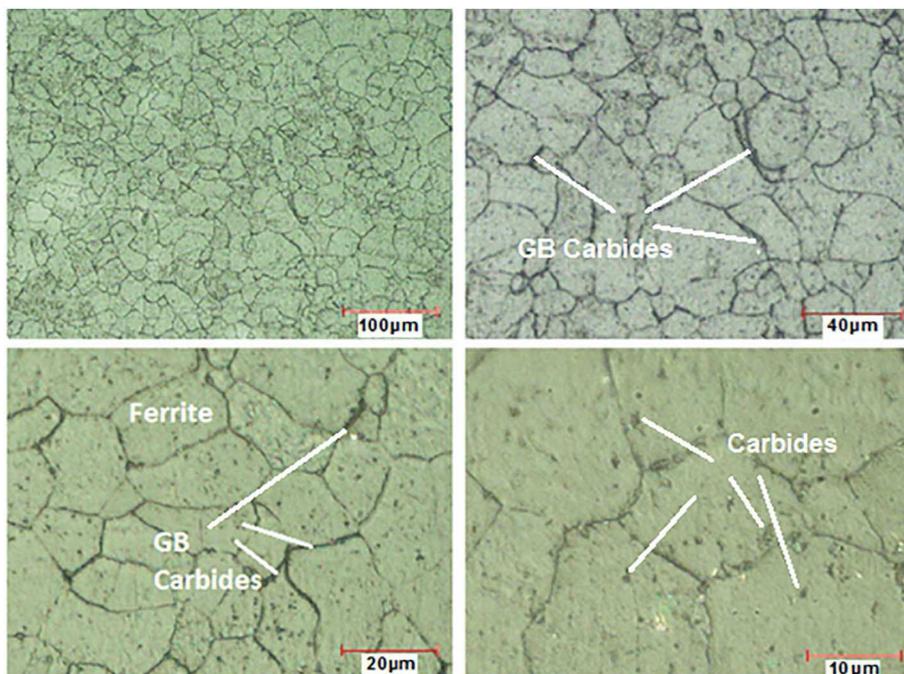


Figura 6-5: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona D

Una notevole riduzione della frazione di volume della perlite e la formazione di una microstruttura prevalentemente ferritica potrebbero essere dovute alla parziale decarburazione sulla superficie esterna del reattore. Ma questa decarburazione non ha una ragione certa e potrebbe essere probabile. Il motivo per cui non è stata osservata la decarburazione sulla superficie interna potrebbe essere dovuto al rivestimento e il suo effetto sulla diffusione del carbonio. La microstruttura finale degli acciai a basso tenore di carbonio dopo il riscaldamento e il raffreddamento potrebbe essere una ferrite-perlite più fine con una frazione di ferrite in volume inferiore. Poiché non è stata presa in considerazione la decarburazione in massa dell'acciaio, la distribuzione della cementite all'interno della microstruttura dopo il ciclo termico ha causato una riduzione della frazione volumetrica della perlite [12]. Durante le normali condizioni di servizio del reattore, potrebbe essersi formato uno strato di ossido sulla superficie esterna a causa dell'esposizione all'aria. Lo spessore dello strato di ossido sulla superficie esterna è stato misurato come media in circa 3 mm. Questo strato non favorisce il trasferimento di calore durante l'accensione in misura significativa, ma potrebbe fungere da strato isolante.

Questo strato isolante potrebbe essere efficace sulla decomposizione della perlite in carburi, visibili in Fig. 6-5. La formazione di carburi ha aumentato la probabilità di decarburazione parziale. La granulometria è stata calcolata come 8ASTM, simile a quella della zona C nella zona esposta al calore della linea di saldatura circonferenziale sulla superficie interna. Si potrebbe concludere che la granulometria iniziale del metallo di base era di circa 8ASTM e l'evoluzione della microstruttura durante l'accensione ne ha causato l'aumento sulla superficie interna. Se non è concesso molto tempo per la crescita del grano e il riscaldamento procede per completare la trasformazione della microstruttura in acciaio in austenite, la microstruttura finale risultante dopo il raffreddamento sarà una struttura ferritico-perlitica più fine rispetto a quella originale. Una notevole crescita del grano potrebbe essere evidente quando l'acciaio viene riscaldato a livelli di temperatura molto più elevati, ad esempio fino a 1000 °C [4]. Pertanto, la crescita dei grani osservata sulla superficie interna potrebbe rivelare l'aumento della temperatura a oltre 1000 °C, durante l'accensione.

Le sollecitazioni residue tra il rivestimento e il metallo di base sulla superficie interna hanno contribuito alla ricristallizzazione e alla crescita del grano durante l'accensione.

Recupero, ricristallizzazione e accrescimento del grano sono le fasi conseguenti alla ricottura degli acciai ad alte temperature.

In generale, il processo di crescita del grano dipende fortemente dalla quantità di precedente lavorazione a freddo [12]. Il processo di fabbricazione del reattore prevedeva fasi con deformazione plastica come la lavorazione a freddo.

Inoltre, il reattore analizzato ha subito un processo di ripristino di alcune aree di metallo, inclusa la lavorazione a freddo.

Tuttavia, sulla superficie esterna, a causa dell'assenza di sollecitazioni residue e della diminuzione del gradiente di temperatura dalla superficie interna a quella esterna, non sarebbe possibile il verificarsi di una notevole crescita del grano.

Zona E

La zona E (Fig. 6-1-b) è stata selezionata dalla regione danneggiata sulla superficie esterna del reattore (vicino alla linea di saldatura circonferenziale inferiore). La Fig. 6-6 mostra la microstruttura di questa zona a diversi ingrandimenti che è prevalentemente ferritica, simile alla zona D.

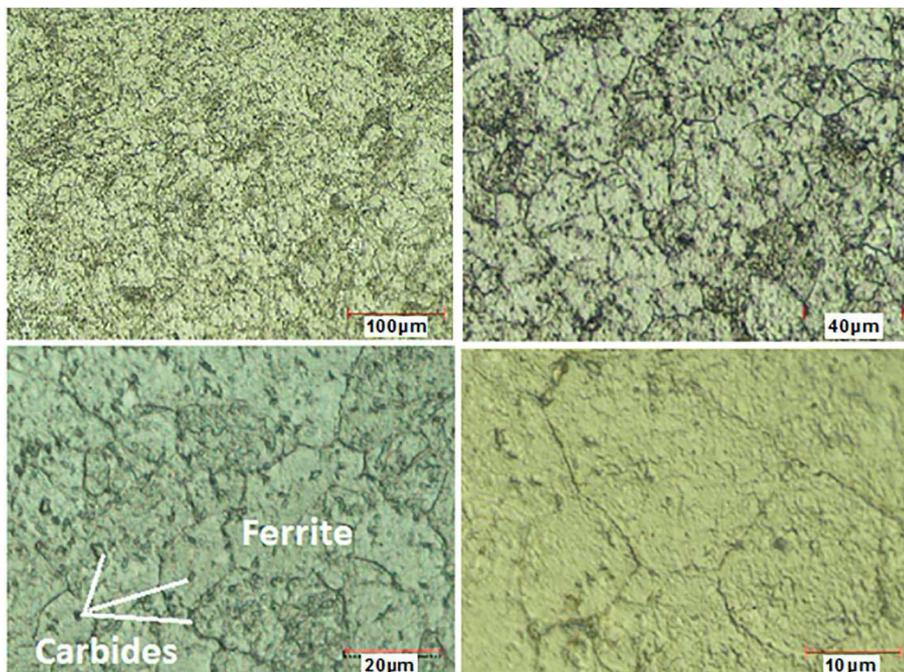


Figura 6-6: Dettaglio ottenuto con il microscopio ottico relativo alla zona E

Tuttavia, la presenza di carburo è visibile nei grani così come ai bordi dei grani e il suo contenuto è aumentato rispetto a quello della zona D.

La vicinanza delle caratteristiche microstrutturali tra le zone D ed E, che si trovano rispettivamente nella regione danneggiata e lontane da quest'ultima, mostra che l'origine della decarburazione non è dovuta necessariamente all'incendio e ad intervalli prolungati di manutenzione del reattore ma potrebbe essere di altra fonte.

Inoltre, un minor contenuto di carburi nella microstruttura della zona D potrebbe rivelare un maggiore grado di decarburazione motivata dalle ripetute accensioni.

L'osservazione della sferoidizzazione della cementite o di un'austenitizzazione anche parziale non avrebbe potuto limitare nell'utilizzo un recipiente a pressione che non fosse stato danneggiato da un incendio. Questi cambiamenti microstrutturali influenzano le proprietà di scorrimento di un acciaio a basso tenore di carbonio, ma hanno un effetto minore sulle sue proprietà a temperatura ambiente [4]. Pertanto, è possibile eseguire una prova di durezza per determinare il grado di rammollimento.

6.1.4 Studi sulla durezza

Secondo lo standard ASTM A204/A204M-12, convertendo la resistenza alla trazione finale del metallo di base del reattore in durezza, l'intervallo consentito di valori di durezza è stato determinato come 133-171HB. Secondo la Tabella 5-1, le zone A e B, sulla superficie interna del reattore, hanno valori di durezza vicini ma inferiori all'intervallo consentito.

	ASTM A-204	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona E
<i>Durezza</i>	133-171	97-105	100-104	127-133	104-110	110-120
<i>Valore medio</i>	152	101	102	130	107	115
<i>UTS, ksi (Mpa)</i>	75 (517)	46 (317)	47 (324)	65 (448)	49 (338)	58 (400)

Tabella 6-2: Durezza e carico di rottura stimato (UTS) in diverse zone rispetto allo standard ASTM - A204

Ciò potrebbe essere dovuto all'aumento della dimensione del grano e alla sferoidizzazione della perlite nella regione danneggiata. Il valore di durezza della zona

C, in HAZ della linea di saldatura circonferenziale alla superficie interna, è superiore a quelli delle zone A e B ed è uguale al limite inferiore dell'intervallo consentito. Poiché, la distanza della zona C dalla regione danneggiata è maggiore e la sua granulometria è inferiore.

Inoltre, il valore medio di durezza delle zone D ed E, sulla superficie esterna, è superiore a quello sulla superficie interna ma comunque inferiore al limite consentito. Una maggiore durezza relativa di queste zone, nonostante la decarburazione e la microstruttura ferritica, potrebbe essere dovuta alla formazione di carburi e alla minore dimensione del grano. Pertanto, i valori di durezza del metallo base su entrambi i lati del recipiente sono inferiori al limite standard, a causa rispettivamente dell'aumento della granulometria e della parziale decarburazione. Un notevole rammollimento, rilevato dai test di durezza, potrebbe essere una buona ragione per rifiutare un serbatoio, ma il rammollimento potrebbe non verificarsi nel riscaldamento a breve termine di acciai a basso tenore di carbonio, a meno che non vengano riscaldati a temperature molto elevate [4].

Una riduzione della durezza può corrispondere a una riduzione del carico di snervamento ma non necessariamente ad una riduzione del carico di rottura a trazione. Gli acciai a basso tenore di carbonio diventano duri e fragili solo quando vengono austenitizzati durante l'incendio e raffreddati molto rapidamente come nel caso di getti d'acqua per contenere l'incendio. Questo sarà discusso nei relativi Livelli di valutazione della FFS.

6.1.5 Procedura di valutazione di Livello 1

L'accettabilità per il servizio continuato dei componenti pressurizzati nella procedura di valutazione di Livello 1 si basa solo sulla zona di esposizione al calore. L'obiettivo di questo livello è quello di documentare le osservazioni e i dati utilizzati per assegnare una zona di esposizione al calore per il componente danneggiato dal fuoco. La zona di esposizione al calore, in base alle osservazioni sul campo, viene generalmente stabilita dopo che l'incendio si è spento.

In questo caso, le osservazioni dopo l'incendio hanno indicato che la fibra di vetro protettiva esterna si è deteriorata durante l'incendio. Inoltre, le letture dello spessore

interno del mantello, hanno mostrato che si è verificata una perdita di metallo del 3% a causa dell'usura del componente durante la vita utile.

Il deterioramento della fibra di vetro sulla superficie esterna del reattore V-201 è stato utilizzato come indicatore di temperatura per assegnare la zona di esposizione al calore appropriata. Sembra che il reattore V-201 sia stato sottoposto a una temperatura superiore a 425 °C. Secondo l'API-579, quando un acciaio bassolegato è esposto a una temperatura superiore a 425 °C, i requisiti di valutazione di Livello 1 non soddisfano la verifica del componente; quindi, nel caso in esame è necessario considerare la valutazione di Livello 2.

6.1.6 Procedura di valutazione di Livello 2

I componenti pressurizzati che non superano la valutazione di Livello 1 possono essere valutati per il servizio continuato utilizzando la valutazione di Livello 2. La procedura di valutazione di Livello 2 determina l'integrità strutturale di un componente danneggiato dal fuoco valutando la resistenza del materiale. Il primo passo della valutazione consiste nell'effettuare controlli dimensionali sul componente in pressione. I controlli dimensionali sul reattore V-201 non hanno indicato deviazioni verticali e rigonfiamenti.

Per comprendere eventuali degradazioni della microstruttura verificatesi durante il danno e il relativo effetto sulle proprietà meccaniche, il test di durezza è un aiuto utile per valutare la perdita di resistenza alla trazione negli acciai al carbonio e bassolegati e la perdita o la variazione di entità di altre proprietà meccaniche come la tenacità e la duttilità del materiale. La durezza può essere misurata in aree del reattore note per essere state danneggiate durante l'incendio. La tabella 6-2 mostra i risultati delle prove di durezza nelle zone danneggiate e anche i valori di durezza convertiti in resistenza a trazione ultima stimata in base all'API-579.

La sollecitazione ammissibile per il reattore danneggiato dall'incendio (S_{adf}) basata sulla sollecitazione di trazione ultima stimata è stata ricavata dall'equazione 3.1. Il valore (C_{ism}) è il margine in servizio che può essere considerato uguale al valore di progetto utilizzato per stimare la resistenza alla trazione finale nel documento di

fabbricazione del componente. Tuttavia, questo valore non è noto ed è stato utilizzato un valore di $C_{ism} = 0,4$ così come raccomandato dalla norma API-579.

Il valore (S_{uts}^{ht}) è la resistenza alla trazione ultima stimata (ksi) basata sui risultati di una prova di durezza. Il valore di durezza ottenuto del lato danneggiato del reattore è di 100 HB, corrispondente ad una resistenza alla trazione di 45,8 ksi (315,8 MPa).

I valori (S_{aT}) e (S_{aA}), rispettivamente, sono sollecitazioni ammissibili alla temperatura di progetto e alla temperatura ambiente.

La pressione di esercizio massima consentita (MAWP) è stata calcolata utilizzando lo stress consentito per il reattore danneggiato dal fuoco (S_{adf}), come indicato nell'equazione (1).

Il valore MAWP a cui fare riferimento è il valore minimo delle pressioni di esercizio massime consentite calcolate sia in direzione circonferenziale ($MAWP^C$) che longitudinale ($MAWP^L$) del reattore.

Poiché $P > 0,385 S_{adf}E$, $MAWP^C$ e $MAWP^L$ sono stati calcolati utilizzando le Equazioni (6.2) e (6.3), rispettivamente.

$$MAWP^C = \frac{S_{afd}Et_c}{R_c + 0.6t_c} \quad (6.2)$$

$$MAWP^L = \frac{2S_{afd}E(t_c - t_{sl})}{R_c - 0.4(t_c - t_{sl})} \quad (6.3)$$

Il valore E è l'efficienza del giunto di saldatura (secondo il documento di costruzione originale, tutte le saldature sono state completamente radiografate, quindi E è stato considerato uguale a 1), t_c è lo spessore reale del reattore calcolato tramite l'equazione $t_c = t - LOSS - FCA$ in cui *LOSS* è la perdita di metallo relativa alla parete del serbatoio prima della valutazione, pari allo spessore nominale meno lo spessore minimo misurato al momento dell'ispezione; *FCA* è il coefficiente di corrosione futuro (pari a 1/16 in., 1,59 mm); R_c è il raggio interno corretto per *LOSS* e *FCA* e t_{sl} è lo spessore supplementare per carichi meccanici diversi dalla pressione che provoca sollecitazione longitudinale.

I valori $MAWP^C$ e $MAWP^L$ rispettivamente calcolati sono 321 psi (2,21 MPa) e 661 psi (4,56 MPa).

Per quanto riguarda l'equazione 6.4, il valore MAWP ottenuto è di 321 psi (2,21 MPa), inferiore a quello della condizione di progetto originale del reattore pari a 460 psi (3,17 MPa). Pertanto, sulla base della valutazione di livello 2, il reattore risulta non idoneo al servizio e quindi verrà rifiutato per funzionare alle condizioni di progetto.

$$MAWP = \min[MAWP^C, MAWP^L] \quad (6.4)$$

I risultati della valutazione FFS hanno indicato che l'attrezzatura non è adatta alle attuali condizioni di esercizio previste in fase di progettazione ed è stata stabilita una nuova pressione di esercizio massima consentita MAWP, sulla base dell'equazione 6.4.

In generale, se la prova di durezza indica un rammollimento al di sotto di un limite accettabile, l'azione richiesta sarebbe quella di rimuovere e preparare i campioni per la prova di trazione per verificare la conformità ai requisiti minimi di trazione. Tuttavia, non è stato possibile effettuare la rimozione del campione a causa delle limitazioni imposte sul componente in esame ed alla perdita dell'integrità strutturale che avrebbe comportato relativamente alla tipologia di attrezzatura analizzata.

6.1.7 Risultati

Per il reattore V-201, sono stati condotti i controlli previsti dalla FFS secondo lo standard API-579 così come alcuni esami metallografici e test di durezza con l'ausilio di dispositivi portatili in diverse zone delle superficie interna ed esterna del componente in esame. I risultati hanno mostrato che:

- La microstruttura di due diverse zone della regione danneggiata sulla superficie interna è ferritica/perlitica con perlite sferoidizzata. La frazione in volume di perlite e la granulometria della ferrite sono state misurate rispettivamente come 30% e 5ASTM;
- La microstruttura delle zone esposte al calore (HAZ) nella regione danneggiata sulla superficie interna era ferritica/perlitica con perlite sferoidizzata. La frazione in volume della perlite e la dimensione del grano della ferrite sono

state misurate rispettivamente come 10% e 8ASTM, che erano entrambe inferiori alle altre due zone sulla superficie interna;

- La microstruttura di due zone sulla superficie esterna (nella regione danneggiata e lontano da quella) è ferritica, comprese le fasi di carburo che mostrano una parziale decarburazione. La dimensione del grano è stata misurata come 8ASTM. Le caratteristiche microstrutturali ravvicinate di queste due zone hanno mostrato che la decarburazione si è verificata durante il servizio del reattore e l'accensione ha parzialmente contribuito ad accelerare il processo. Inoltre, il rivestimento potrebbe inibire la cementazione sulla superficie interna;
- Il test di durezza Brinell ha mostrato valori di durezza inferiori di diverse zone rispetto all'intervallo consentito (133–171 HB) per il metallo di base del reattore secondo lo standard ASTM A204/A204M – 12. La minore durezza del metallo sulla superficie interna ed esterna rispetto ai valori standard potrebbe essere dovuta rispettivamente all'aumento delle dimensioni dei grani e alla parziale decarburazione;
- L'osservazione della fusione della lana di vetro sulla superficie esterna ha dimostrato che la temperatura ha superato i 425 °C durante l'incendio. Il reattore è stato respinto al livello I di FFS;
- La durezza della regione danneggiata del reattore è stata misurata di 100 HB che è stata convertita in un carico di rottura massimo di 45,8 ksi (315,8 MPa). Di conseguenza, il valore della pressione consentita è di 321 psi (2,21 MPa), inferiore alla pressione di progetto del componente (460 psi, 3,17 MPa). Il reattore è stato respinto al livello II di FFS;
- Il livello III della FFS avrebbe richiesto una prova di trazione distruttiva per ottenere un'accurata sollecitazione di trazione ultima e per determinare la pressione consentita.

7 Conclusioni

La verifica di integrità nota come “Fitness For Service” e fornita dallo standard API 579-1/ASME FFS-1 del 2016, ha lo scopo di definire le linee guida per valutare la stabilità e l’integrità strutturale di un apparecchio in pressione in relazione a diversi meccanismi di danno. L’obiettivo è quello di stabilire se e con quali valori un componente può essere considerato sicuro in termini di operabilità.

Tale normativa è fondamentale per la definizione delle linee guida per la valutazione di un’apparecchiatura danneggiata in quanto stabiliscono la sua caratterizzazione e i danneggiamenti subiti, la valutazione della stabilità, il calcolo della vita residua quando prevedibile e determina l’intervallo di ricontrollo.

Attraverso la programmazione nel tempo delle misure di controllo dei principali parametri del componente, è possibile creare una stima della vita residua e degli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria per garantire il massimo livello di sicurezza possibile.

Questi fattori permettono una maggiore consapevolezza dello stato di usura dell’attrezzatura per la scelta e la programmazione degli interventi, ottimizzando i costi di manutenzione e la gestione degli impianti a pressione.

L’obiettivo della tesi è stato quello di analizzare un caso studio riguardante l’incendio di un serbatoio di reazione in pressione, conducendo un’analisi del rischio preliminare basata sulle caratteristiche e sul processo produttivo interessato dal componente in esame che normalmente viene condotta in fase di progettazione, considerando i possibili scenari incidentali che potrebbero verificarsi in seguito ai diversi meccanismi di rilascio della sostanza trattata.

Successivamente è stata applicata la valutazione di integrità fornita dalla norma API 579 con i primi due Livelli di valutazione. A supporto dell’analisi sono stati presi in considerazione i risultati delle prove eseguite in situ dopo l’evento incidentale, come le immagini della microstruttura del mantello del serbatoio ricavate con il microscopio ottico e alcune prove di durezza nei punti maggiormente interessati dagli effetti dell’incendio. I risultati ottenuti hanno dimostrato come i nuovi valori di esercizio previsti per il serbatoio di reazione V-201 non soddisfino i parametri di progetto del componente.

Nel caso specifico, non essendo applicabile il Livello 3 di valutazione che prevede delle prove distruttive su alcuni campioni del serbatoio, sarà necessario condurre un ulteriore studio per definire i costi relativi all'utilizzo del serbatoio danneggiato con valori di esercizio inferiori e con un opportuno e più stringente piano di monitoraggio o se è economicamente più vantaggiosa la sostituzione del componente.

Un ulteriore approfondimento potrebbe essere condotto tramite l'ausilio del codice di calcolo CFD (Computational Fluid Dynamic) che permette la visualizzazione in 3D del serbatoio in esame, analizzando nello specifico le zone del componente che mostrano gli effetti più marcati delle conseguenze dell'incendio.

Appendice A – Tabelle

Temperature		Materials of Construction	Forms of Usage	Thermal Effects
(°C)	(°F)			
90	200	Vinyl coatings	Paints on tanks, structural steel, etc.	Begins to melt, flow, and bubble; may burn
150	300	Alkyd coatings	Paints on tanks, structural steel, etc.	Color change visible; surface crazing
400	750	Inorganic zinc silicate	Paints on tanks, structural steel, etc.	Begins to melt, flow, and bubble; may burn
205	400	Epoxies & polyurethanes	Paints on tanks, structural steel, etc.	Color change visible; blistering and charring
190	375	UHMW HD Polyethylene	Hose, diaphragms, gaskets	Softening and melting
175	350	Elastomers, neoprene	Hose, diaphragms, gaskets Electrical equipment connectors	Softening, melting; some burning / charring
180	360	Lead / tin solder	Electrical equipment connectors	Melts
260	500	Baked phenolic	Fiberglass mat binder, micarta tank linings	Surface discoloration; blistering
205	400	Acrylic mastic	Weatherproof coating for insulation	"Mud" cracking; charring

Tabella 3-3: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore III, da 65°C a 205°C (da 150°F a 400°F)

Temperature		Material of Construction	Forms or Usage	Thermal Effects
(°C)	(°F)			
205	400	Tempered aluminum alloys	Pipe and tanks of T6 or other temper	Reduced strength (check hardness & electrical conductivity)
230+	450+	Wood – various	Various	Charring, burns
260	500	Steel – machined or polished	Machinery or instrument parts	Develops blue temper color
270	520	Babbitt – lead based	Sleeve bearings	Melts
280	540	Copper – cold drawn, bright annealed	Instrument and condenser tubing	Softens, sags, grain coarsening occurs
330	623	Lead (soft)	Lining in pipe and tanks	Melts
390	730	Zinc/aluminum die casting	Small valve handles and instrument parts	Melts
420	790	Zinc	Galvanized coating for steel structures	Melts

Tabella 3-4: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore IV, da 205°C a 425°C (da 400°F a 800°F)

Temperature		Materials of Construction	Forms of Usage	Thermal Effects
(°C)	(°F)			
480	900	Quenched and Tempered Steels	Springs, fasteners, 4140, etc., (particularly socket head cap screws)	Tempering to lower strength
510	950	Glass	Light bulbs	Distort and melt
540	1000	18-8 Stainless Steel	Vessels, piping etc.	Sensitized (carbide PPT) and reduced corrosion resistance
595	1100	Steel	Vessels and piping	Thermal distortion and creep, some heat scale
620	1150	Precipitation Hardened Stainless Steel	Machinery and valves	Overages -- reduced strength
650	1200	Steel	Vessels, piping, structures	Rapid oxidation - - thick black scale
655	1215	Aluminum	Tanks, piping, accessories	Melts
695	1285	Glass	Windows	Melts
705	1300	Copper	Tubing, pipe, vessels	Rapid oxidation - - black
710	1310	Glass	Pyrex (2) – pipe, sight glass	Melts
730	1350	Silver Solder	Brazed joints on accessories	Melts (may start at lower temperature)

Tabella 3-5: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore V, da 425°C a 730°C (da 800°F a 1350°F)

Temperature		Materials of Construction	Forms of Usage	Thermal Effects
(°C)	(°F)			
760	1400	Steel	Vessels and piping	Iron carbide (cementite) spheroidizes
815	1500	Steel	All forms -- low alloy most susceptible	Austenitizes -- slow cool equals anneal, fast quench turns hard and brittle
905	1660	Zinc	Galvanizing on steel	Oxidizes to white powder or vaporizes
980	1800	Cellular glass	Thermal insulation	Melts
1095	2000	Copper	Tubing, pipe, etc.	Melts
1305	2385	Alloy C-276	Vessels, pipe	Melts
1400	2550	316 SS – cast	Pumps, valves	Melts
1455	2650	316 SS – wrought	Vessels, pipe	Melts
1515	2760	Steel	Various	Melts
1685	3065	Titanium	Vessels, pipe	Melts

Tabella 3-6: Linee guida per l'osservazione dei danni da incendio – Effetti termici sui materiali, Zona di esposizione al calore VI, maggiore di 730°C (maggiore di 1350°F)

Appendice B – Codici di calcolo

INPUT VARIABLES

LEVEL 1 ASSESSMENT:

NOME	Material ASTM Specification – MAT–ASTM–SPEC
DESCRIZIONE	Typical ASTM Specification for Pressurized Components
TIPO	Textual value
VALORI	Identification Codes

REGOLE:

- If MATERIAL =
 - Carbon Steels
Select between MAT–ASTM–SPEC: A36, A53, A105, A106, A131, A139, A181, A216, A234, A266, A283, A285, A333, A350, A352, A420, A515, A516, A537, A671, A672, API 5L
 - Low Alloy Steels
Select between MAT–ASTM–SPEC: A182, A217, A234, A335, A336, A387, A691
 - Austenitic Stainless Steel
Select between MAT–ASTM–SPEC: 7Cr-1/2Mo; 9Cr-1Mo; 9Cr-1Mo – V; 12 Cr OR Other
 - Alloy 20
Select between MAT–ASTM–SPEC: B366, B462, B463, B464, B729, B744
 - Alloy 400
Select between MAT–ASTM–SPEC: B127, B164, B165, B366, B564, A494
 - Duplex Stainless Steels / Alloy 2205 / Alloy 2507
Select between MAT–ASTM–SPEC: A182, A240, A789, A790, A815 (UNS S31803, UNS J92205) (2507 – UNS S39275)
 - Alloy 800, 800H

- Select between MAT–ASTM–SPEC: B163, B366, B407, B409, B564
 - Alloy 825
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B163, B366, B423, B424, B704, B705
 - Alloy 600
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B163, B168, B366, B564

 - Alloy 625
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B167, B366, B443, B444, B564, A494
 - Alloy C-276
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B366, B575, B622
 - Copper Alloys
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B68, B96, B111, B169, B171, B395, B584
 - Aluminum Alloys
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: B209, B210, B241, B247
 - Precipitation Hardened Alloys Steels
 - Select between MAT–ASTM–SPEC: 17-4PH, 17-7PH
- If Materials are not listed
 - Assign a Heat Exposure Zone based on other parameters
- If Alloy is susceptible to loss of corrosion resistance
 - Select between: YES; NO
 - If YES
 - Consider Assessment of Pitting Corrosion (Part 6)
 - If NO
 - Continue Level 1 assessment
- If Alloy is susceptible to environmental cracking
 - Select between: YES; NO
 - If YES
 - Consider Assessment of Crack-Like Flaws (Part 9)
 - If NO
 - Continue Level 1 assessment

NOME	Visually Observable Structural Degradation
DESCRIZIONE	Do you expect visually observable structural degradation for alloys?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

➤ If FFS Component is IN
Exclude parameter

➤ If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If there's visible Mechanical Damage or Dimensional Deviation

Select between: YES; NO

- If YES
Conduct a Level 2 Assessment
- If NO
Continue Level 1 Assessment

- If there's the presence of Crack-Like Flaws in the Pressure Boundary

Select between: YES; NO

- If YES
Consider assessment of Crack-Like Flaws (Part 9)
- If NO
Continue Level 1 assessment

- If Gaskets or Flanged joints are leaking

Select between: YES; NO

- If YES
All gaskets must be checked for heat effects and eventually replaced based on heat exposure zone
- If NO
Continue Level 1 assessment

- If Protective Coating for internal or external corrosion resistance has damage

Select between: YES; NO

- If YES
Protective coatings must be repaired prior to start-up
- If NO
Continue Level 1 assessment

NOME

Heat Exposure Zones and Ignition temperature – IGN-TEMP; AUTO-TEMP

DESCRIZIONE	Maximum exposure temperature incurred during the fire, Ignition Temperature of Liquids – AUTO-TEMP; Ignition Temperature of Gasses and Ignition Temperature of Wood – IGN-TEMP;
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • Zone I: Ambient temperature • Zone II: Ambient to 65°C • Zone III: 65°C to 205°C • Zone IV: 205°C to 425°C • Zone V: 425°C to 730°C • Zone VI: >730°C

REGOLE:

- If LIQUID =
 - Castor Oil
 - If FLASH-POINT= 230
 - AUTO-TEMP = 450
 - Corn Oil
 - If FLASH-POINT= 255
 - AUTO-TEMP = 395
 - Creosote Oil
 - If FLASH-POINT= 75
 - AUTO-TEMP = 335
 - Denatured Alcohol
 - If FLASH-POINT= 15
 - AUTO-TEMP = 400
 - Ethyl Alcohol, Ethanol
 - If FLASH-POINT= 15
 - AUTO-TEMP = 365

- Ethyl Ether
 - If FLASH-POINT= -45
 - AUTO-TEMP = 160
- Fuel Oil No.1
 - If FLASH-POINT= 40-75
 - AUTO-TEMP = 210
- Fuel Oil No.2
 - If FLASH-POINT= 44-90
 - AUTO-TEMP = 255
- Fuel Oil No.3
 - If FLASH-POINT= 45-110
 - AUTO-TEMP = 260
- Fuel Oil No.4
 - If FLASH-POINT= 55-65
 - AUTO-TEMP = 265
- Fuel Oil No.5
 - If FLASH-POINT= 55-65
 - AUTO-TEMP = NA
- Fuel Oil No.6
 - If FLASH-POINT= 65
 - AUTO-TEMP = 405
- Gasoline
 - If FLASH-POINT= -45
 - AUTO-TEMP = 255
- Glycerine
 - If FLASH-POINT= 160
 - AUTO-TEMP = 365
- Kerosene
 - If FLASH-POINT= 40-75
 - AUTO-TEMP = 210
- Lacquer
 - If FLASH-POINT= -20-25
 - AUTO-TEMP = NA
- Linseed Oil
 - If FLASH-POINT= 220
 - AUTO-TEMP = 345
- Methyl Alcohol
 - If FLASH-POINT= 10
 - AUTO-TEMP = 385
- Methyl Ethyl Ketene
 - If FLASH-POINT= -5
 - AUTO-TEMP = 515

- Naphtha, Safety Solvent
 - If FLASH-POINT= 40-60
 - AUTO-TEMP = 235
- Naphthalene
 - If FLASH-POINT= 80
 - AUTO-TEMP = 525
- Olive Oil
 - If FLASH-POINT= 225
 - AUTO-TEMP = 345
- Peanut Oil
 - If FLASH-POINT= 280
 - AUTO-TEMP = 445
- Soybean Oil
 - If FLASH-POINT= 280
 - AUTO-TEMP = 445
- Toluene
 - If FLASH-POINT= 5
 - AUTO-TEMP = 480
- Tong Oil
 - If FLASH-POINT= 290
 - AUTO-TEMP = 455
- Turpentine
 - If FLASH-POINT= 35
 - AUTO-TEMP = 255
- Xylem
 - If FLASH-POINT= 25-30
 - AUTO-TEMP = 465-530
- If GAS =
 - Ammonia (Anhydrous)
 - IGN-TEMP= 650
 - Butane
 - IGN-TEMP= 405
 - Carbon Monoxide
 - IGN-TEMP= 610
 - Ethane
 - IGN-TEMP= 515
 - Ethylene
 - IGN-TEMP= 490
 - Hydrogen
 - IGN-TEMP= 400
 - Hydrogen Sulphide
 - IGN-TEMP= 260

- Methane
 - IGN-TEMP= 540
- Natural Gas
 - IGN-TEMP= 480-630
- Propane
 - IGN-TEMP= 450
- Propylene
 - IGN-TEMP= 460
- If WOOD =
 - Douglas Fir
 - IGN-TEMP= 260
 - Paper Birch
 - IGN-TEMP= 200
 - Spruce
 - IGN-TEMP= 260
 - Western Red Cedar
 - IGN-TEMP= 190
 - White Oak
 - IGN-TEMP= 200
 - White Pine
 - IGN-TEMP= 260

NOME	Duration of the Incident
DESCRIZIONE	Is it possible to obtain the duration of the incident?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If it is possible to determine the exposure time to relatively high temperatures based on video evidence or alert observer

Select between: YES; NO

- If YES
 - Consider the information gathered during the evaluation
- If NO
 - Consider other informations and visual evidence

NOME	Radiation Color of Smoke During a Fire – COLOR-SMOKE;
DESCRIZIONE	Visually Observable Variable to identify the nature of the fuel
TIPO	Textual value
VALORI	--

REGOLE:

- If FUEL =
 - Hay/Vegetable Compounds
 - COLOR-SMOKE= White
 - Phosphorus
 - COLOR-SMOKE= White
 - Benzene
 - COLOR-SMOKE= White to Gray
 - Nitro-Cellulose
 - COLOR-SMOKE= Yellow to Brownish Yellow
 - Sulphur
 - COLOR-SMOKE= Yellow to Brownish Yellow
 - Sulfuric Acid, Nitric Acid, Hydrochloric Acid
 - COLOR-SMOKE= Yellow to Brownish Yellow
 - Gunpowder
 - COLOR-SMOKE= Yellow to Brownish Yellow
 - Chlorine Gas
 - COLOR-SMOKE= Greenish Yellow
 - Wood
 - COLOR-SMOKE= Grey to Brown
 - Paper
 - COLOR-SMOKE= Grey to Brown
 - Cloth
 - COLOR-SMOKE= Grey to Brown
 - Iodine
 - COLOR-SMOKE= Violet
 - Cooking Oil
 - COLOR-SMOKE= Brown
 - Naphtha
 - COLOR-SMOKE= Brown to Black
 - Lacquer Thinner
 - COLOR-SMOKE= Black
 - Turpentine
 - COLOR-SMOKE= Black

- Acetone
 - COLOR-SMOKE= Black
- Kerosene
 - COLOR-SMOKE= Black
- Gasoline
 - COLOR-SMOKE= Black
- Lubricating Oil
 - COLOR-SMOKE= Black
- Rubber
 - COLOR-SMOKE= Black
- Tar
 - COLOR-SMOKE= Black
- Coal
 - COLOR-SMOKE= Black
- Foamed Plastic
 - COLOR-SMOKE= Black
- Butadiene
 - COLOR-SMOKE= Black

LEVEL 2 ASSESSMENT:

NOME	Shell Distortions – SHELL-DIST
DESCRIZIONE	Localized Shell Distortions of the components
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If FFS Component is IN
Exclude parameter
- If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If MAT-CONS = Carbon Steel
 - If there is Localized Shell Distortion

Select between: YES; NO

- If YES
Measure Localized Shell Distortion and Perform Metallurgical Assessment
- If NO
Continue Level 2 assessment
- If there are Bulges
Select between: YES; NO
 - If YES
Temperature exceeds the value of 425°C
 - If NO
Continue Level 2 assessment
- If MAT-CONS= Others
 - Measure Localized Shell Distortion based on the material

NOME	Overall Out-of-Plumb – OUT-OF-PLUMB
DESCRIZIONE	Shell Distortions and Overall Out-of-Plumb
TIPO	Numeric
VALORI	mm

REGOLE:

- If FFS Component is IN
Exclude parameter
- If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If MAT-CONS = Carbon Steel
 - If TEMP-LIMIT > 425°C
 - Expected Out-of-Plumb, Sagging or Bulging
 - If EquipT: Vertical Pressure Vessel
 - Measure: Overall Out-of-Plumb from Vertical
 - If EquipT: Horizontal Pressure Vessel
 - Measure: Overall Sag of Shell from Horizontal
 - If EquipT: Storage Sphere
 - Measure: Out-of-Plumb of Support Legs

- If EquipT: Tank
 - Measure: Out-of-Plumb of Shell Tank Courses
 - If EquipT: Piping System
 - Measure: Sag from Horizontal and Vertical
- If there are Bulges

Select between: YES; NO

 - If YES

Consider assessment of Weld Misalignment and Shell Distortions
(Part 8)
- If MAT-CONS= Others
 - Measure Overall Out of Plumb of the component

NOME	Material Degradation and Damage for Alloys – MAT-DEGR – FAIL-MODE
DESCRIZIONE	Do you expect visually observable structural degradation for alloys?
TIPO	Textual value
VALORI	--

REGOLE:

- If Appearance in Microstructure: Grain Coarsening and Spheroidization of Carbides
 - FAIL-MODE: Ductile Failure
 - MAT-DEGR: Reduction in tensile strength or softening
- If Appearance in Microstructure: Hardened Microstructure
 - FAIL-MODE: Brittle Failure
 - MAT-DEGR: Reduction in toughness
- If Appearance in Microstructure: Sensitization at grain boundary and intergranular corrosion
 - FAIL-MODE: corrosion metal loss
 - MAT-DEGR: Decrease of corrosion resistance
- If Appearance in Microstructure: Sensitization
 - FAIL-MODE: Stress corrosion cracking
 - MAT-DEGR: Decrease of corrosion resistance
- If Appearance in Microstructure: Hardened microstructure
 - FAIL-MODE: Stress corrosion cracking
 - MAT-DEGR: Decrease of corrosion resistance

NOME	Approximate Tensile Strength
------	-------------------------------------

DESCRIZIONE	Tensile strength for carbon and low alloy steels in the annealed, normalized, quenched and tempered conditions
TIPO	Numeric
UNITA' DI MISURA	Mpa/ksi
CONDIZIONI DI VALIDITA'	

REGOLE:

- If MAT-CONS = Carbon and/or Alloy Steel
 - Conduct Hardness testing to estimate the Approximate Tensile Strength
- If MAT-CONS= Others
 - Measure Localized Shell Distortion based on the material

NOME

Material Degradation and Damage in Carbon Steel, Low Alloys Steels and Stainless Steels – MAT-DEGR

DESCRIZIONE	Tensile strength for carbon and low alloy steels in the annealed, normalized, and quenched and tempered conditions
TIPO	Textual Value
UNITA' DI MISURA	--
CONDIZIONI DI VALIDITA'	

REGOLE:

- If MAT-CONS = Carbon Steel, Low Alloys Steels and Stainless Steels
 - Appearances in Microstructure: Grain Coarsening, Spheroidization of Carbides
Potential FAIL-MODE = Ductile Failure
 - MAT-DEGR = Reduction in Tensile Strength or Softening
 - Appearances in Microstructure: Hardened Microstructure
Potential FAIL-MODE = Brittle Fracture
 - MAT-DEGR = Reduction in Toughness
 - Appearances in Microstructure: Sensitization at Grain Boundary and Intergranular Corrosion
Potential FAIL-MODE = Corrosion Metal Loss

- MAT-DEGR = Decrease of Corrosion Resistance
- Appearances in Microstructure:
 - Sensitization
 - Hardened microstructure
 Potential FAIL-MODE = Stress Corrosion Cracking
 - MAT-DEGR = Decrease of Corrosion Resistance

NOME	Diametrical and Circumferential Variations of Cylindrical Vessel
DESCRIZIONE	Is it possible to measure the Diametrical and Circumferential Variations of Cylindrical Vessel?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> ● YES ● NO

REGOLE:

- If FFS Component is IN
Exclude parameter
- If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If there's Diametrical and Circumferential Variations of Cylindrical Vessel

Select between: YES; NO

- If YES
Conduct a Shell dimensional check obtained by dropping a reference vertical line from the top or laser scanning or additional methods covered in Part 8.

NOME	Straightness of Shell and Piping Sections
DESCRIZIONE	Is it possible to measure the Straightness of Shell and Piping Sections?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> ● YES

- NO

REGOLE:

➤ If FFS Component is IN
Exclude parameter

➤ If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If the measurement shows misalignment of shell and piping sections

Select between: YES; NO

- If YES

Determine the remaining strength and toughness properties of the component.

NOME

Hardness Tests of the Base Metal and Welds

DESCRIZIONE	Is it possible to perform a Hardness Tests of the Base Metal and Welds?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If MAT-CONS = Carbon and/or Low Alloy Steels

- Perform hardness test and convert into an estimated ultimate tensile strength (Annex 2E).

NOME

Surface crack detection

DESCRIZIONE	Surface crack detection techniques such as magnetic particle and dye penetrant examination
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If there's visible Mechanical Damage or Dimensional Deviation

Select between: YES; NO

- If YES
Conduct an assessment considering crack-like flaws covered in Part 9.
- If NO
Check the other conditions for a Level 2 assessment.

NOME	Dimension profiles of vertical and horizontal vessels
DESCRIZIONE	Surface crack detection techniques such as magnetic particle and dye penetrant examination
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

➤ If FFS Component is IN
Exclude parameter

➤ If FFS Component is OUT

Select one from the list

- If there's visible Mechanical Damage or Dimensional Deviation

Select between: YES; NO

- If YES

Conduct an assessment considering shell dimensional profiles obtained by dropping a reference vertical line from the top of the vessel/horizontal level or laser scan/laser mapping for more accurate dimensional profiles

- If NO

Check the other conditions for a level 2 assessment.

NOME	Wall thickness measurements
DESCRIZIONE	Wall thickness measurements of pressure containing components
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If there's visible Mechanical Damage or Dimensional Deviation

Select between: YES; NO

- If YES
Conduct an assessment considering local metal loss in Part 5
- If NO
Check the other conditions for a level 2 assessment.

OUTPUT VARIABLES

LEVEL 1 ASSESSMENT:

NOME	Fire Damage Evaluation of Materials – FIRE-DAMAGE
DESCRIZIONE	Heat/Temperature effects based on heat exposure zone with observation and conclusions
TIPO	Textual value
UNITA' DI MISURA	--

REGOLE:

- If HEAT-EXP = ZONE I (Temp-Range = Ambient)
 - If Temperature Effects = Equipment clean, paint, plastic and elastomer unaffected
 - FIRE-DAMAGE = No damage, acceptable to operate.
- If HEAT-EXP = ZONE II (Temp-Range = Ambient to 65°C)
 - If Temperature Effects = Equipment dirty, sooty and wet. No effects on paint, elastomer or plastic items
 - FIRE-DAMAGE = No damage to major equipment. Water and smoke may have damaged insulation, insulation jackets and delicate mechanisms or electronics. Smoke or fumes from burning chlorinated compounds (PVC, will release chlorine or HCl, can damage electronics or contaminate insulation). Wet by water/Just sooty in general. Paint colors unchanged. Elastomer kept flexible without hardening. Coatings show no change in color. Power cables retained continuity. Synthetic resins show no change in color.
- If HEAT-EXP = ZONE III (Temp-Range = Over 65°C to 205°C)
 - If Temperature Effects = Vinyl and alkyd paints blistered, paints darkened to black, elastomers hardened or charred, plastic charred or melted, lead-tin solder melts
 - FIRE-DAMAGE = No damage to major equipment. Some damage to non-metallics. Check packing and gaskets for heat effects. Electrical wiring and electronic components damaged. Belts on machinery drives need replacing. Check for chlorine or HCl contact from burning organic chlorides. Solder shows deflection, distortion, and/or traces of melting.

Aluminum alloy/Copper alloy shows deflection, distortion, and/or traces of melting. Paint colors changed, burned, blackened, or cracked. Elastomer shows hardening, carburization, or traces of melting. Coatings show change in colors, bulging, or burned. Power cables show lost continuity/dielectric damaged or breakdown. Synthetic resins show deflection, distortion, and/or traces of melting. PTFE gaskets damaged (check by disassembling flanged joints).

- If HEAT-EXP = ZONE IV (Temp-Range = Over 205°C to 425°C)
 - If Temperature Effects = Organic coatings blistered or burned off. Plastics and rubber melted or charred. Insulation on electric wiring destroyed.
 - FIRE-DAMAGE = Severe general damage to ancillary equipment such as electrical wiring, circuit boards and motors. All gaskets and packing must be replaced except those made from metallic, spiral or graphite.
 - If Temperature Effects = Springs will be tempered and softened. Valves, gauges out of calibration.
 - FIRE-DAMAGE = Springs in pressure relief valves, check valves etc., will be tempered out of calibration. Rupture discs may also be affected by heat and should be replaced.
 - If Temperature Effects = Cold drawn copper alloys lose strength. Solution annealed copper alloys are less affected.
 - FIRE-DAMAGE = Roll joints in heat exchangers might be affected. Sagging tubing joints on instrument tubing might leak. Consult mechanical engineers about copper alloy pressure components if loss of copper alloy strength is observed.
 - If Temperature Effects = Aluminum alloys may experience considerable loss in strength due to over-aging and recrystallization. Distortion of aluminum alloys may occur.
 - FIRE-DAMAGE = Aluminum equipment often requires replacement.
 - If Temperature Effects = Structural steels, stainless steels, solution annealed nickel alloys, non-heat-treated titanium and zirconium alloys generally are not affected.
 - FIRE-DAMAGE = Usually can be returned to service
 - If Temperature Effects = Possibility of liquid metal embrittlement begins and may affect the integrity of equipment.
 - FIRE-DAMAGE = Refurbish susceptible metallic items that have had molten metal

dripped on them by repairing damaged areas (by welding and/or grinding) and inspecting for cracking.

- If HEAT-EXP = ZONE V (Temp-Range = Over 425°C to 730°C)
 - If Temperature Effects = Nonmetals destroyed or consumed. Aluminum, pyre and some silver solders melting.
 - FIRE-DAMAGE = All ancillary equipment and small piping, tubing, copper materials should be replaced. Concentrate on major equipment. All gaskets and packing should be replaced.
 - If Temperature Effects = The cold-rolled tube ends in heat exchangers may be stress relieved causing leaks.
 - FIRE-DAMAGE = Major equipment, including pressure vessels, heat exchangers and rotating equipment should be cleaned, inspected and pressure tested.
 - If Temperature Effects = Heat-treated or cold-worked metals may be softened. Check springs on pressure relief valves. Check A193-B7 stud bolts in flanges for softening. Check for localized heating and stressing of steel equipment in critical service.
 - FIRE-DAMAGE = In areas of highest temperature, replace all B7 bolts. Pressurized components may need metallurgical sampling to determine exact degree of effects by high-temperature exposure.
 - If Temperature Effects = Aluminum alloys may experience considerable loss in strength due to over-aging and recrystallization. Distortion of aluminum alloys may occur.
 - FIRE-DAMAGE = Aluminum equipment often requires replacement.
 - If Temperature Effects = Long exposure to these temperatures may affect grain structure, properties and corrosion resistance of steels and stainless steels.
 - FIRE-DAMAGE = Vessel, piping, and tankage components, and associated structural steel supports, that are warped or distorted may require repair or replacement. Regular carbon stainless steels are sensitized, may need replacing.
 - If Temperature Effects = Steel starting to oxidize, the thicker the scale the hotter the temperature.
 - FIRE-DAMAGE = Remove oxide scale and determine amount of physical damage.
 - If Temperature Effects = Copper tubing oxidizing to black scale, softened and distorted.
 - FIRE-DAMAGE = Replace copper tubing which has black oxide scale.
- If HEAT-EXP = ZONE VI (Temp-Range = Over 730°C)

- If Temperature Effects = Copper and copper alloys destroyed or melted.
 - FIRE–DAMAGE = Almost all copper alloys will have to be scrapped. Critical equipment that was protected by insulation, water spray or fire proofing construction will have to be thoroughly inspected and tested.
- If Temperature Effects = Heavily scaled steel may be distorted due to thermal stresses.
 - FIRE–DAMAGE = Check areas of severe oxidation
- If Temperature Effects = Grain growth in fine grained steels.
 - FIRE–DAMAGE = Possibility of liquid metal embrittlement cracking (LME) is greatest at these temperatures. Check areas exposed to molten metal for LME. Check piping and vessels in low- temperature service for increase in grain size and loss of toughness.
- If Temperature Effects = Steel that is water quenched may harden and lose ductility. All heat-treated or cold-worked materials may have altered properties.
 - FIRE–DAMAGE = Check bolting, vessels, and piping components for metallurgical changes.

NOME	Level 1 Assessment Requirements – SERVICE L1
DESCRIZIONE	Data, observations, and Heat Exposure Zones, mechanical damage or dimensional deviation indicators
TIPO	Numeric/textual value
UNITA' DI MISURA	°C/--
CONDIZIONI DI VALIDITA'	<ul style="list-style-type: none"> ○ If component is suitable for service →SERVICE L1 = YES ○ If component is not suitable for service →SERVICE L1= NO

REGOLE:

- If there is no visible mechanical damage
 - If there is no visible dimensional deviation
 - If Heat Exposure Zone for materials of construction are Level IV or lower
Alloys might be susceptible to loss of corrosion resistance and/or environmental cracking

- If SERVICE L1 YES
 - Gasket inspections and leak checking of flanged joints should be included in a startup check list
 - Protective coatings required for external or internal corrosion resistance must be repaired prior to startup
 - Component is suitable for service
- If SERVICE L1 = NO
 - Repair, Replace or Retire the component
 - Conduct a Level 2 or Level 3 Assessment
 - Rerate the component

LEVEL 2 ASSESSMENT:

NOME	Remaining Life Acceptance
DESCRIZIONE	Is the remaining life of the component acceptable?
TIPO	Textual value
VALORI	<ul style="list-style-type: none"> • YES • NO

REGOLE:

- If Metallurgical Assessment is Acceptable
Estimated Tensile Strength and *MAWP* values are determined (Appendix 4A)
 - If *MAWP* is acceptable
Select between: YES; NO
 - If YES:
 - If other forms of damage are present
Evaluate damage using Part: 4; 5; 6; 7; 8; 9; 12; 13
 - If *MAWP* acceptable
 - If Creep Damage from Fire is present
Evaluate Creep Damage and Remaining Life (Part 10)
 - If remaining Life is Acceptable
Leak check component, paint and/or insulate
Return to Service
 - If remaining Life not acceptable
Perform Level 3 Assessment
 - If Level 3 Assessment is applicable
Perform Level 3 Assessment
 - If not applicable, Repair or Replace the component

- If NO:
 - If Level 3 Assessment is applicable
Perform Level 3 Assessment
 - If not applicable Repair or Replace the
component

Riferimenti Bibliografici

1. **(API), American Petroleum Institute.** Fitness-For-Service. [Online] Giugno 2016.
2. **Society, American Petroleum.** [Online] 2018.
3. **ANTEA.** ANTEA: Progetto FFS-API 579. [Online] <https://antea.tech>.
4. **R. Bakhtiaria, S. Zangeneha, M. Bakhtiari Fotouhb, S.M. Jamshidib, A. Shafeieb.** Fitness for service assessment of a pressure vessel subjected to fire damage in a refinery unit. *www.elsevier.com/locate/engfailanal*. [Online] 2016. [Riportato: 12 July 2017.]
5. **Piemonte, Sistema Informativo Geografico di Arpa.** LINEE GUIDA PER LA VALUTAZIONE DEL RISCHIO INDUSTRIALE NELL'AMBITO DELLA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE. *http://gisweb.arpa.piemonte.it/arpagis/index.htm*. [Online] Gennaio 2010.
6. **Edel, Adrian Pierorazio . Nicholas E. Cherolis . Michael Lowak . Daniel J. Benac . Matthew T.** Assessment of Damage to Structures and Equipment Resulting from Explosion, Fire, and Heat Events . *https://doi.org/10.1007/s11668-021-01330-4*. [Online] [Riportato: 29 January 2022.]
7. **Yuqiao Wang, Guangxu Cheng, Haijun Hu, Wei Wu.** Development of a risk-based maintenance strategy using FMEA for a continuous catalytic reforming plant. *www.elsevier.com/locate/jlp*. [Online] 17 November 2011. [Riportato: 24 April 2012.]
8. **J.A., Johnson.** Cracking catalitico. *Handbook of petroleum refining processes, New York, McGraw-Hill, Chapter 2.1*. [Online] 1986.
9. **Vercelli, ITI "G. C. Faccio".** Tecnologie Chimiche e Biotecnologie - Petrolio e Petrolchimica. [Online]
10. **Civile, Provincia di Venezia - Assessorato alla Protezione.** Rischio Chimico Industriale. [Online] 2008.
11. **Hau, J. L.** Assessment of fire damage to pressure vessel in a refinery unit, Corrosion 49. [Online] 1993.
12. —. Understanding the microstructure of overheated carbon steel, Mater. [Online] 2004.

13. <http://www.studio-scanno.it/servizi/impianti/>. [Online]
14. Greg C. Alvarado, David A. Osage. API RP 579 (Fitness for Service) and Application in the Refining and Petrolchemical Industries. [Online] 2002.
15. Leng Yaorong, Li Helin, Zhang Pingheng, Du Baiping. Failure analysis and fitness-for-service assessment for a pipeline. www.elsevier.com/locate/engfailanal. [Online] 2000.