

INAIL

Quaderni di ricerca

Tecniche avanzate
per la gestione dei serbatoi
di stoccaggio atmosferico

Giusi Ancione, Paolo Bragatto, Canio Mennuti,
Maria Francesca Milazzo, Edoardo Proverbio

20

febbraio 2023

INAIL
Quaderni di ricerca

Tecniche avanzate per la gestione dei serbatoi di stoccaggio atmosferico

Giusi Ancione, Paolo Bragatto, Canio Mennuti,
Maria Francesca Milazzo, Edoardo Proverbio

numero **20** - febbraio 2023

I *Quaderni di ricerca* dell'Inail sono lo strumento a disposizione dei ricercatori e dei ruoli professionali dell'Istituto per rendere pubblici i risultati più rilevanti delle loro attività; accolgono anche contributi di ricercatori esterni, che partecipano ai progetti dell'Inail.

Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse nei *Quaderni*, che non vanno intese come posizioni ufficiali dell'Inail.

I *Quaderni* sono disponibili online all'indirizzo www.inail.it.

Comitato di redazione: Biancamaria Pietrangeli, Franco Bettoni,
Benedetta Persechino, Patrizio Rossi

Segreteria di redazione: Cristina Francesca Giombini

Inail - Piazzale Giulio Pastore, 6 | 00144 Roma

ISBN 978-88-7484-784-6

Stampato presso la Tipografia Inail - Milano, febbraio 2023

Tecniche avanzate per la gestione dei serbatoi di stoccaggio atmosferico

Giusi Ancione, Paolo Bragatto, Canio Mennuti, Maria Francesca Milazzo, Edoardo Proverbio

Sommario - Il presente contributo rientra nei risultati del progetto “MAC4PRO”, finanziato da Inail nell’ambito dei bandi BRIC. Il progetto, svoltosi fra aprile 2020 e aprile 2022, ha avuto come scopo lo sviluppo di sistemi di prognostica avanzata ai fini della sicurezza di impianti industriali, luoghi di lavoro e di vita. Uno degli obiettivi specifici, sviluppato in collaborazione con l’Università di Messina, è stata la stima del tempo di vita utile residuo di attrezzature critiche all’interno di stabilimenti industriali, con la realizzazione, allo scopo, di modelli avanzati di previsione, alimentati dalle misure relative alle condizioni delle attrezzature stesse. Particolare attenzione è stata rivolta ai serbatoi di stoccaggio atmosferico. Si tratta di attrezzature molto importanti in tutta l’industria chimica e petrolifera. Essi hanno un lungo ciclo di vita e, se adeguatamente ispezionati e mantenuti, possono raggiungere anche sessanta anni di esercizio. Se i serbatoi non sono adeguatamente controllati possono, invece, portare a perdite nell’ambiente di sostanze pericolose, con conseguenze, anche gravi, per i lavoratori, l’ambiente e gli impianti stessi.

Il quaderno presenta una rassegna delle conoscenze attuali sulla gestione in sicurezza dei serbatoi, incluse le tecniche più innovative di misura, con particolare, ma non esclusiva attenzione ai fondi. Il nucleo del quaderno è il metodo sviluppato nell’ambito del progetto, che consente, sulla base di valutazioni probabilistiche, di organizzare interventi manutentivi ottimali e aggiornare dinamicamente la valutazione del rischio. Tecniche di visualizzazione particolarmente innovative e accattivanti sono state sviluppate nell’ambito del progetto, per facilitare l’utilizzo dei risultati. Il quaderno, sulla base dei risultati, fornisce anche una serie di suggerimenti pratici per enti di controllo, gestori, costruttori e manutentori.

Per la validazione del metodo è stata preziosa collaborazione con UNEM (Unione Energie per la Mobilità), che ha messo a disposizione le misure, effettuate con tecniche diverse, su un campione molto ampio e rappresentativo delle varie tipologie di serbatoi di stoccaggio.*

Parole Chiave: Serbatoi di Stoccaggio Atmosferico, Corrosione, Vita Utile Residua, Ispezioni Basate sul Rischio, Invecchiamento Sicuro, Prognostica, Prevenzione degli Incidenti Industriali, Prodotti Petroliferi, Prodotti Chimici.

*Questo quaderno è stato sviluppato nell’ambito del progetto ricerca “Manutenzione intelligente di impianti industriali e opere civili mediante tecnologie di monitoraggio 4.0 e approcci prognostici - MAC4PRO” (Bando Bric 2018/ID=11). Gli autori Inail sono Paolo Bragatto Primo Ricercatore e Canio Mennuti, Dirigente Tecnologo e referente scientifico del progetto. Per l’Università di Messina gli autori sono Giusi Ancione assegnista di ricerca post-doc, Maria Francesca Milazzo professore associato di Impianti Chimici e responsabile scientifico dell’unità operativa all’interno del progetto ed Edoardo Proverbio, professore ordinario di Scienza e tecnologia dei Materiali. Gli autori hanno la piena responsabilità delle opinioni espresse (che non rappresentano necessariamente la posizione ufficiale dell’Inail) e degli eventuali errori

Indice degli argomenti

Introduzione	7
1. Inquadramento Tecnico Normativo	8
1.1 Norme Tecniche	11
1.1.1 Costruzione e modifica	11
1.1.2 Esercizio	13
1.2 Legislazione	15
1.2.1 Antincendio	16
1.2.2 Sicurezza del lavoro	16
1.2.3 Sicurezza industriale	17
1.2.4 Legislazione Navale	19
1.2.5 Legislazione ambientale	19
1.3 Prassi delle Autorità competenti	20
1.3.1 Doppi fondi	20
1.3.2 Nuovi materiali ed alternative ai doppi fondi	20
1.3.3 Indicazioni sull' esercizio dei serbatoi	21
2 Stato dell'arte	21
2.1 Esperienza Operativa	22
2.1.1 Incidenti Rilevanti	22
2.1.2 Mancati Incidenti	24
2.2 Principali meccanismi di danno	25
2.2.1 Corrosività dei prodotti	25
2.2.2 Impurità nei prodotti	26
2.2.3 Biocorrosione interna	26
2.2.4 Altri danneggiamenti interni	27
2.2.5 Deterioramento Atmosferico	27
2.2.6 Deterioramento dovuto al suolo	27
2.3 Tecniche per il controllo dell' integrità	28
2.3.1 Esame Visivo	28
2.3.2 Spessimetria ad ultrasuoni	28
2.3.3 Misure di Flusso Magnetico	29
2.3.4 Emissione Acustica	31
2.3.5 Misure robotizzate	33
2.3.6 Onde Guidate	33
2.4 Organizzazione delle verifiche e dei controlli	34
2.4.1 Ispezioni periodiche d' integrità	34
2.4.2 Ispezioni basate sul rischio RBI	35
2.4.3 Ispezioni Funzionali	36
2.4.4 Controlli quotidiani	37
3. Nuovi risultati per l' integrità dei fondi di serbatoi	37
3.1 Stato dell'arte della ricerca	38
3.2 Metodologia per la stima del tempo residuo di vita	39
3.2.1 Raccolta dati	41
3.2.2 Casi studio	42
3.2.3 Analisi dei dati e discussione	43

3.3	Modellazione sperimentale del fenomeno corrosivo	50
3.3.1	Preparazione e trattamenti iniziali dei provini	50
3.3.2	Predisposizione dei contenitori ed immersione dei provini	51
3.3.3	Estrazione dei provini e caratterizzazione	51
3.4	Strumenti sviluppati a supporto delle ispezioni	54
4.	Suggerimenti e Indicazioni Pratiche	60
4.1	Per le autorità/enti di controllo	60
4.2	Per i gestori	61
4.3	Per costruttori/manutentori	62
	Referenze	63

Introduzione

L'obiettivo di questo quaderno di ricerca è di divulgare i recenti risultati di ricerca sullo sviluppo di modelli di prognostica per serbatoi atmosferici, al fine di rendere più sicuro ed efficace il loro esercizio durante l'intero ciclo di vita. Oggetto specifico sono i serbatoi verticali cilindrici costruiti con materiali metallici destinati allo stoccaggio a pressione atmosferica di prodotti petroliferi e chimici allo stato liquido.

Queste attrezzature sono, ingannevolmente, ritenute più semplici rispetto alle più complesse caratterizzate da pressioni e temperature di esercizio ben più elevate. Anche la legislazione, sia per la costruzione che per l'esercizio è più blanda rispetto a quella degli apparecchi in pressione. I tempi di vita dei serbatoi sono ben più lunghi rispetto a quelli delle altre componenti d'impianto. È noto che più a lungo un serbatoio è in servizio, più cresce la probabilità che i danneggiamenti dovuti alla corrosione, all'usura o alla fatica, che non sono rilevati per mancanza di rigorose ispezioni possano portare a probabilità di rottura non più accettabili. Mentre la corrosione esterna è facile da rilevare, il controllo dei danneggiamenti interni è molto più complesso e difficile. L'uso di tecnologie di misurazione innovative e di modelli prognostici potenti, può contribuire in modo significativo ad estendere nel tempo l'esercizio sicuro dei serbatoi di stoccaggio. Il presente quaderno illustra i risultati ottenuti, in particolare, dall'Unità Operativa dell'Università di Messina, all'interno del progetto MAC4PRO, finanziato da Inail nell'ambito del bando BRIC 2018/ID11.

Nel presente quaderno non sono inclusi gli stoccaggi criogenici e quelli a bassa pressione, che presentano problematiche diverse. Dalla trattazione sono esclusi i serbatoi sferici, i serbatoi orizzontali, i serbatoi interrati o tumulati, i piccoli serbatoi in materiali plastici o compositi. Anche qui le analogie potrebbero essere molte, ma ci sono problemi particolari che meriterebbero indagini dedicate. I serbatoi in pressione, soggetti peraltro ad una legislazione specifica, presentano invece problematiche del tutto diverse che non sono qui affrontate. L'approccio seguito nella ricerca, che include l'applicazione la statistica degli estremi combinata con l'inferenza Bayesiana, è potenzialmente estendibile ad altri sistemi di contenimento, tenendo conto delle caratteristiche meccaniche, dei materiali di costruzione, dei prodotti contenuti, delle condizioni ambientali e delle modalità di esercizio. Tali estensioni saranno oggetto di future ricerche, ma non sono fuori dagli obiettivi del quaderno.

Il quaderno è destinato innanzitutto ai ricercatori che si occupano delle tematiche affrontate ovvero prevenzione delle perdite di contenimento nell'industria di processo, analisi quantitativa del rischio, scienza della corrosione, statistica predittiva. Si è cercato di avere uno stile agile e divulgativo in modo che la pubblicazione possa essere utile anche al mondo industriale, in particolare a responsabili e addetti di raffinerie, parchi serbatoi, stabilimenti petrolchimici, terminali e depositi costieri, personale qualificato per le prove non distruttive (PND), responsabili e addetti al servizio di prevenzione e protezione di stabilimenti "Seveso", consulenti della sicurezza, nonché analisti del rischio, ispettori e auditor, che hanno incarichi nell'ambito della legislazione Seveso.

Nella ricerca presentata l'attenzione è stata posta alle condizioni dei fondi, che sono i componenti più critici ai fini degli incidenti. Il terzo capitolo riporta una discussione dei metodi sviluppati per la predizione della vita utile residua e rappresenta quindi, il nucleo del quaderno; tuttavia, si è ritenuto utile premettere tutte le informazioni necessarie a capire meglio i problemi ai quali si è cercato di rispondere con la ricerca qui presentata. Il quaderno è composto da un primo capitolo che inquadra i documenti tecnici e legislativi di riferimento per la materia, mentre il secondo capitolo passa in rassegna tutte le conoscenze consolidate, dalle quali è partita la ricerca. Segue poi un quarto capitolo,

che considera i problemi degli altri componenti dei serbatoi, tetti in particolare; infine, l'ultimo capitolo fornisce indicazioni utili a trasferire i risultati della ricerca nella pratica industriale.

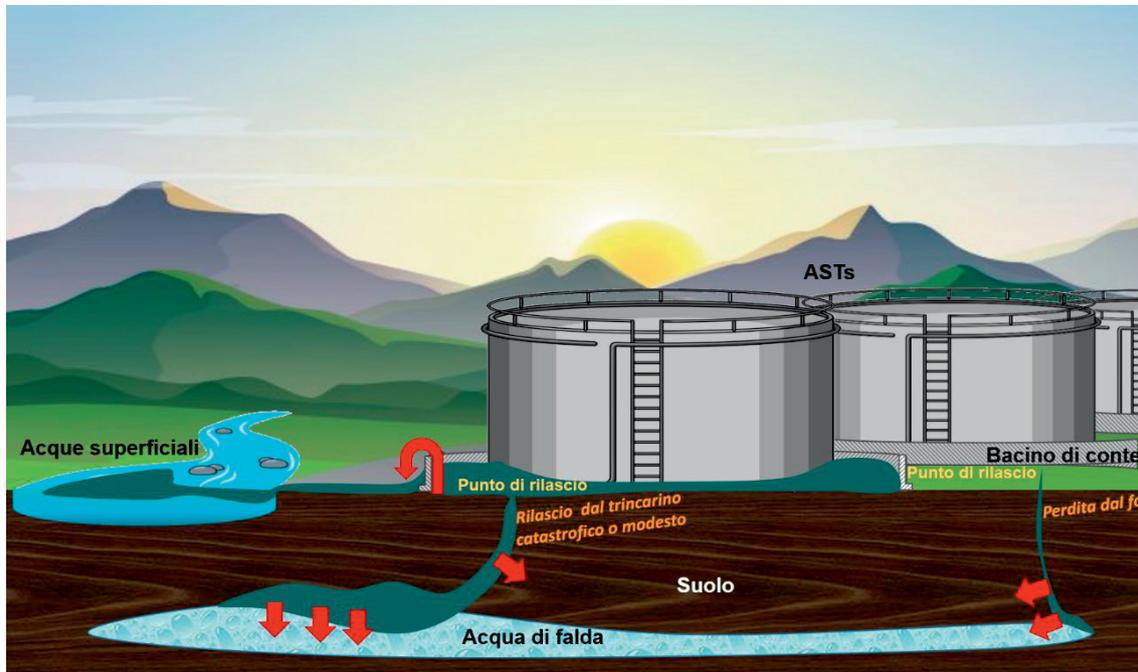


Figura 1 - Scenari incidentali che seguono un rilascio dal fondo di un serbatoio.

1. Inquadramento Tecnico Normativo

La ricerca sviluppata, come già detto, è stata focalizzata sui serbatoi verticali per lo stoccaggio a pressione atmosferica di prodotti liquidi pericolosi, con particolare attenzione ai prodotti petroliferi e prodotti chimici assimilabili. I prodotti contenuti sono classificati in base alla loro infiammabilità. Seguendo la classificazione GHS, si va dai semplici combustibili, (e.g. bitume, olio combustibile) agli infiammabili, terza categoria, (e.g. gasolio, cherosene) e ai facilmente infiammabili (e.g. metanolo, benzine, virgin nafta) fino a includere i liquidi estremamente infiammabili (e.g. etere di petrolio) di uso solo industriale. Eventuali perdite di contenimento possono, quindi, dare origine a incendi, che possono arrivare a conseguenze gravi, per la presenza di grandi quantità di prodotti infiammabili. La formazione di vapori infiammabili può portare anche ad esplosioni, con effetti domino sugli impianti vicini. Anche in assenza di incendi o esplosioni i rilasci di prodotto possono avere effetti tossici sull'uomo e sull'ambiente. In passato è stato visto che è sufficiente una fessura sul fondo per causare inquinamenti di falde acquifere e corpi idrici, mettendo in pericolo intere comunità e comportando per i gestori considerevoli costi per gli indennizzi e la bonifica, oltre alle responsabilità penali che non si estinguono con i soli interventi economici. L'integrità dei serbatoi di stoccaggio è dunque questione di primaria importanza anche ai fini della valutazione dei rischi e del sistema di gestione della sicurezza. La Figura 1 schematizza uno scenario catastrofico di rilascio dal fondo di un serbatoio a tetto galleggiante e le vie di migrazione della sostanza rilasciata.

Nell'industria petrolifera i serbatoi per lo stoccaggio del greggio hanno un ruolo essenziale, tanto da assumere anche un valore iconico. I grandi serbatoi sono caratteristici nelle aree di estrazione,

dei terminali e delle raffinerie, dove sono pure presenti in grande numero i serbatoi con i vari prodotti raffinati in uscita. Nei depositi ci sono serbatoi per i prodotti finiti che giungono dalle raffinerie attraverso varie modalità di trasporto (e.g. nave o oleodotto) per essere poi trasferiti attraverso ulteriori modalità (e.g. ferrovia o strada) ai moltissimi distributori presenti sul territorio. Molte industrie di processo utilizzano, come materie prime, vari prodotti pericolosi di origine petrolifera o assimilabili. Lo stoccaggio avviene in serbatoi atmosferici all'interno degli stabilimenti. In molti casi i gestori, per un criterio di sicurezza intrinseca, preferiscono tenere in stabilimento quantitativi ridotti di sostanze pericolose, affidando lo stoccaggio a depositi costieri specializzati per la gestione in sicurezza di sostanze pericolose.

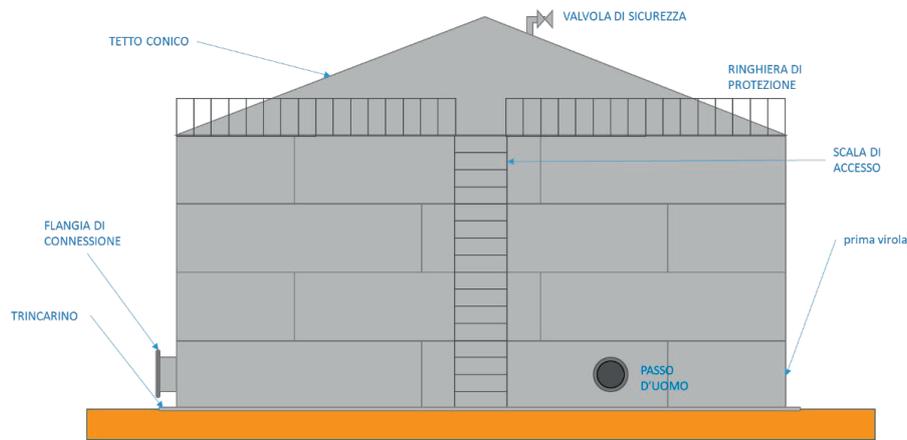


Figura 2 - Rappresentazione schematica di un serbatoio atmosferico a tetto fisso.

I serbatoi atmosferici per lo stoccaggio dei prodotti petroliferi e assimilabili sono sistemi relativamente semplici ed altamente standardizzati. In estrema sintesi essi sono costituiti da un fondo, un mantello ed un tetto (Figura 2). Il fondo è costituito da un certo numero di lamiere piane rettangolari di uguale spessore saldate fra di loro e poggiate su una piattaforma in calcestruzzo. Le piastre sono raccordate all'esterno con una serie di piastre di forma anulare di spessore superiore, sulle quali poggia il mantello. Le lastre anulari fuoriescono di poco all'esterno del mantello per formare il cosiddetto trincarino (Figura 3). Il termine deriva dalla marineria, dove il trincarino è la parte che connette il fasciame della nave al tavolato della coperta.

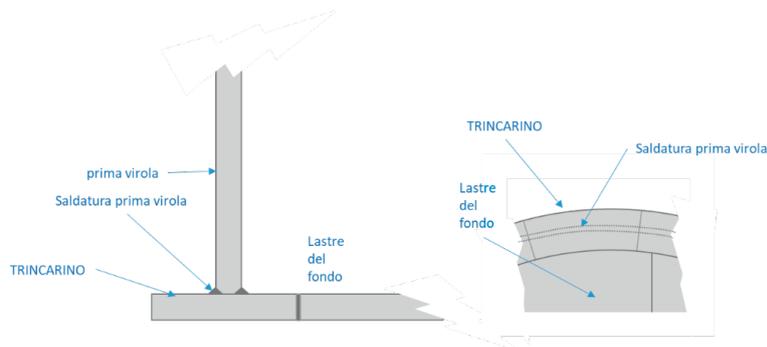


Figura 3 - Rappresentazione schematica del trincarino.

Il mantello è costituito da una serie di lastre rettangolari curve saldate fra di loro per formare le varie virole, ovvero anelli chiusi di lastre sovrapposte una all'altra fino a raggiungere l'altezza massima. Le virole successive hanno, di solito, spessore decrescente per assicurare la stabilità della struttura. Sul mantello si fissa una scala a spirale che giunge fino al punto più alto, dove eventualmente si sistema anche una balconata allineata verticalmente alla circonferenza per consentire le ispezioni. Le scale verticali vengono utilizzate solo per i serbatoi più piccoli. Sopra il mantello è posto un tetto di lastre leggere saldate fra di loro di forma leggermente conica. Per evitare che i vapori sovrastanti il pelo del liquido vadano in pressione il tetto è dotato di uno o più sfiati, che assicurano l'equilibrio con l'ambiente esterno evitando l'ingresso di acqua all'interno durante le precipitazioni. Senza gli sfiati i vapori sovrastanti il pelo del liquido, a serbatoio pieno andrebbero in pressione con possibili danni al tetto, dimensionato per condizione atmosferiche, nonché eventuali rilasci all'esterno di sostanze pericolosa. Le aperture sul tetto, oltre a impedire la sovra pressione del vapore, evitano, in caso di svuotamento rapido del serbatoio, la formazione del vuoto pneumatico all'interno. Non essendo le pareti idonee a sopportare la pressione esterna, si produrrebbero deformazioni e, in condizioni estreme, anche cedimenti strutturali.

Nel caso di liquidi altamente infiammabili, invece di un tetto fissato al mantello, si utilizza un tetto mobile di forma orizzontale che, viene mantenuto in galleggiamento sul liquido attraverso dei sistemi idraulici che assicurano il movimento sicuro in salita e discesa (Figura 4). In questo modo si impedisce la formazione di vapori sopra il pelo del liquido. Il tetto, risultando parzialmente chiuso all'interno del mantello, deve essere provvisto di efficaci sistemi di drenaggio delle acque, per evitare che durante le precipitazioni, il peso della pioggia possa sbilanciare il sistema. Dovrà inoltre essere prevista una scala con agganci mobili per potere ispezionare il tetto e sistemi di drenaggio. Sopra il tetto galleggiante può anche essere costruito un tetto conico fisso, che elimina il problema del drenaggio delle acque sulla parte galleggiante. Nelle zone a clima freddo, nell'inverno l'accumulo di neve sul tetto galleggiante porterebbe ad una perdita di stabilità della struttura. In questi casi bisogna avere un'ulteriore copertura conica solidale al mantello a protezione del galleggiante. Per distinguere i due sistemi si parla di tetto galleggiante esterno o interno. La soluzione del galleggiante interno ha i suoi vantaggi, anche rispetto al drenaggio delle piogge; tuttavia è inusuale in Italia.

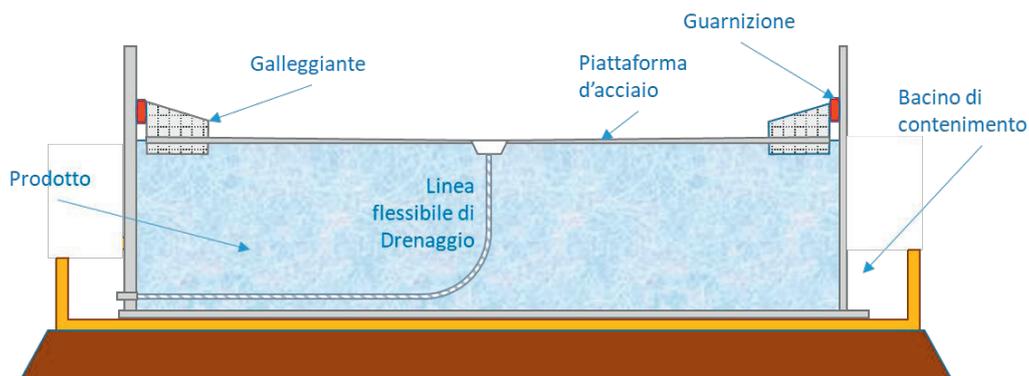


Figura 4 - Rappresentazione schematica di un serbatoio a tetto galleggiante

Per la maggior parte dei prodotti stoccati non sono richiesti sistemi attivi per il controllo della temperatura, tranne per prodotti particolarmente densi come l'olio combustibile denso, per i quali può essere presente un sistema di riscaldamento, che consenta di mantenere i prodotti in

condizioni di fluidità, rendendone così possibile la movimentazione. Come detto nell'introduzione, i serbatoi criogenici sono fuori dalla presente trattazione.

1.1. Norme Tecniche

I serbatoi di stoccaggio atmosferici hanno accompagnato i primi passi dell'industria petrolifera e non stupisce che nel corso dei decenni per queste attrezzature si siano definite tipologie costruttive sempre più efficienti, raccolte poi in veri standard, sviluppati in particolare dall'American Petroleum Institute API, che costituisce il principale riferimento per l'intero settore petrolifero. La standardizzazione non riguarda solo la costruzione ma anche la modifica, la manutenzione e l'esercizio in sicurezza dei serbatoi. Nei paragrafi successive si riportano le informazioni essenziali sugli standard sviluppati dall'API e da altre istituzioni.

1.1.1 Costruzione e modifica

Il riferimento specifico per quanto riguarda la costruzione dei serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi e affini è lo standard API 650 [API-650]. Lo standard risale agli anni cinquanta e viene continuamente aggiornato con correzioni e integrazioni continue e almeno una nuova edizione ogni decennio. L'edizione più aggiornata, la 13^a, è del 2020, e le due precedenti erano rispettivamente del 2007 e del 2013. Si tratta di un documento di oltre 500 pagine, che raccoglie, integra ed uniforma molte indicazioni presenti in documenti tecnici e normativi, riguardanti aspetti particolari, quali caratteristiche dei materiali, dettagli meccanici, vincoli ambientali e di sicurezza del lavoro. All'interno della norma i riferimenti alle norme tecniche americane ANSI, API, ASME, ASTM, US-EPA e US-OSHA sono numerosissimi. Grande importanza ha poi la normativa antincendio NFPA e, in particolare, la NFPA 30, Flammable and Combustible Liquids Code, che rappresenta un pilastro fondamentale sul quale si basa la API 650.

La API 650 fornisce a gestori, costruttori ed enti di controllo, indicazioni molto precise per le caratteristiche della piattaforma di appoggio, il dimensionamento dei passi d'uomo, le flange di connessione alle tubazioni, i sistemi di drenaggio, le valvole di sicurezza, le coperture, il trattamento delle superfici interne ed esterne, per gli anelli di rinforzo, le scale di accesso, i sistemi automatici di controllo del livello. Vengono forniti anche idonei strumenti di calcolo per assicurare la stabilità del manufatto nei diversi modi di riempimento e condizioni di vento. Sono indicate anche le caratteristiche tecniche delle piastre e delle altre parti da utilizzare, sia in termini di spessore che di materiale. Anche se la maggior parte dei serbatoi sono costruiti in acciaio al carbonio, lo standard prevede, se motivato, anche l'uso di altri materiali, inclusi l'acciaio inossidabile e l'alluminio. Il documento, essendo a tutti gli effetti uno standard, definisce anche le verifiche da fare e le prove da eseguire per ottenere la certificazione di conformità allo standard.

A complemento dello standard vero e proprio, esistono alcune linee guida che riguardano aspetti non strutturali dei serbatoi, che possono essere progettati e realizzati in fase costruttiva o eventualmente aggiunti in un secondo tempo. Le linee guida nella terminologia API sono chiamate Recommended Practice RP e non hanno un valore vincolante, ma sono comunque seguite con la massima attenzione e rappresentano il concentrato di decenni di esperienza operativa nell'intero settore. Ai fini del presente quaderno, che in particolare tratta le questioni legate all'integrità dei serbatoi, ha particolare importanza la scelta dei sistemi fisici di protezione dalla corrosione. In

particolare è possibile prevedere sia sistemi di protezione passiva sia sistemi di protezione attiva. Entrambi i sistemi di protezione possono essere installati al momento della costruzione oppure aggiunti in una fase successiva. La protezione passiva consiste sostanzialmente in un rivestimento (lining) con materiali ad elevata resistenza chimica. Il lining non va confuso con i normali trattamenti superficiali, inclusa la necessaria verniciatura, che sono già compresi nello standard. Si tratta infatti di una sorta di fodera di materiali speciali, di solito resine, che isolano completamente le piastre dal fluido, potenzialmente corrosivo, al fine di preservarle dalla corrosione evitando così la formazione di fori o fessure passanti. Questi sono i pro della soluzione, ma ci sono, come sempre, anche dei contro. Il rivestimento aumenta la difficoltà di controllare le effettive condizioni delle lamiere, inoltre, pur essendo chimicamente inattaccabile necessita di manutenzione per evitare il deterioramento meccanico. La scelta di questa soluzione deve essere fatta tenendo conto attentamente delle caratteristiche del prodotto da stoccare, delle condizioni del materiale e del contesto ambientale, seguendo nel dettaglio le indicazioni della RP API 652 [API-652], che fornisce indicazioni anche per le scelte della resina e della tipologia di rivestimento oltre che per la corretta applicazione e manutenzione dello stesso.

La prevenzione attiva della corrosione dei serbatoi dal lato esterno può esser ottenuta con un sistema di protezione catodica. La protezione catodica è, in estrema sintesi, un sistema di compensazione dei flussi di corrente attivati dai processi catodici che avvengono sulla superficie metallica a contatto con il suolo umido, attraverso l'installazione di opportuni anodi immersi nel suolo ad una distanza adeguata a garantire una corrente anodo-catodo. Si tratta di un sistema introdotto già nell'Ottocento per evitare la corrosione marina delle prime navi di ferro e molto utilizzata per tutti i sistemi di contenimento interrati. Nel caso dei serbatoi è una protezione necessaria per contrastare la corrosione della parte esterna del fondo, nel caso in cui non sia possibile ottenere un perfetto isolamento fra il terreno e serbatoio. Anche in questo caso esiste una linea guida, la RP API 651 [API-651], che fornisce i criteri per decidere l'opportunità o meno della protezione catodica, nonché indicazioni di dettaglio sulla realizzazione di tali sistemi e sulla corretta gestione. Trattandosi di un sistema attivo, richiede un monitoraggio continuo, occorre infatti controllare sempre le condizioni dell'anodo e sostituirlo tempestivamente. Inoltre, un aumento della velocità di consumo dell'anodo può essere un importante indicatore di alterazione delle condizioni ambientali.

Lo standard API 651, sebbene sia molto completo e dettagliato, considera il serbatoio come un sistema singolo, mentre spesso esso è inserito in un "parco" di serbatoi. È il caso, ad esempio, dei depositi costieri dove dalle raffinerie arrivano via nave i prodotti, che vengono stoccati in attesa di essere poi distribuiti sul territorio agli utilizzatori finali (industrie o privati). Ma anche le raffinerie, come gli impianti petrolchimici e chimici possono avere necessità di grandi stoccaggi. Dal punto di vista della sicurezza il parco serbatoi presenta problemi specifici legati ai possibili effetti a cascata, che possono partire da un singolo evento, anche minore, propagandosi poi ai vari serbatoi presenti.

Per rispondere all'esigenza di standardizzare i parchi serbatoi, nel 1994 è stato pubblicato un nuovo documento che riguarda, oltre che la progettazione e la costruzione, anche la gestione e la manutenzione di queste importanti strutture. Si tratta dello standard API 2610, che nel 2018 è arrivato alla terza edizione. Il documento, non è una semplice linea guida, ma un vero standard valido anche ai fini certificativi. Il documento include molte indicazioni di dettaglio che riguardano, fra l'altro, la scelta e preparazione del terreno, la pavimentazione dei piazzali, le distanze fra

serbatoi, le caratteristiche delle pompe, delle linee di collegamento e bracci di carico, gli impianti di controllo e recupero dei vapori, i sistemi di controllo dei livelli per evitare sovra riempimenti, i collegamenti elettrici con le relative messe a terra. Il documento include anche alcuni aspetti di sicurezza che non sono specificamente approfonditi nello standard API 650, in quanto già presenti nella già citata normativa NFPA. Fra questi in particolare ci sono i sistemi antincendio e i bacini di contenimento, che nell'ambito di un parco serbatoi necessitano di alcune integrazioni specifiche, tenendo conto della presenza contemporanea di molti serbatoi con gli impianti ad essi asserviti. I bacini di contenimento (Figura 5), in particolare, evitano che le perdite dai serbatoi finiscano in modo incontrollato all'esterno, costituendo un essenziale sistema per la prevenzione degli eventi incidentali più gravi sia dal punto di vista della sicurezza che dell'ambiente. I bacini costituiscono una seconda linea difesa, rispetto ai sistemi di controllo di alto e altissimo livello, posti a prevenire la tracimazione, come pure alle misure di corrosione e relativa prognostica, che dovrebbero prevenire rotture del mantello o del fondo. I bacini sono costituiti da un anello di calcestruzzo con funzioni di diga posto ad una certa distanza attorno ad un singolo serbatoio o ad un insieme di serbatoi. Si crea così un'area opportunamente trattata per contenere eventuale prodotto fuoriuscito.

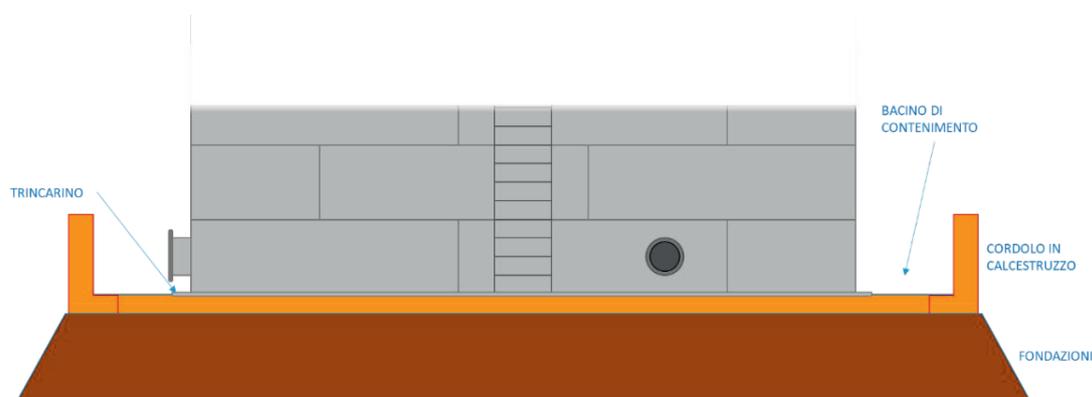


Figura 5 - Rappresentazione schematica di un bacino di contenimento

1.1.2 Esercizio

Un serbatoio è costruito per durare almeno cinquant'anni e resistere senza problemi a tutte le sollecitazioni alle quali verrà sottoposto, la spinta dei liquidi ai vari livelli di riempimento, le vibrazioni indotte dalle pompe attraverso i tubi collegati, la spinta del vento, ecc. Lo standard API 650 tiene conto anche delle sollecitazioni sismiche prevedibili sull'area per un corretto dimensionamento delle parti. In condizioni normali il principale problema è quello del deterioramento e in particolare la corrosione, che si può manifestare sia dal lato interno sia dal lato esterno. Dal lato interno può essere provocato dal prodotto, mentre dall'esterno la corrosione è dovuta all'ambiente, aria e suolo. Anche se gli idrocarburi non sono corrosivi possono contenere all'interno sostanze in grado di aggredire il metallo della struttura nonché una certa frazione di acqua. Il petrolio greggio, in particolare, è di solito corrosivo per la presenza di zolfo e cloruri; la corrosività può variare in funzione della qualità del prodotto; il greggio di minore pregio presenta un più elevato tenore di zolfo e una maggiore acidità. La presenza di zolfo e altre impurezze può essere significativa nei prodotti più pesanti, come bitumi, olio combustibile. Il tenore di zolfo ammesso dalla legislazione

per gasolio è ormai molto basso. Lo scopo è la protezione dell'ambiente e della salute umana, ma ovviamente ne traggono un certo vantaggio anche i serbatoi di stoccaggio e gli altri sistemi di contenimento. Una fonte di innesco della corrosione è l'acqua meteorica che entra di solito dal tetto del serbatoio, essendo più pesante degli idrocarburi e non miscibile si deposita sul fondo, dando origine a fenomeni localizzati di corrosione. Quanto brevemente accennato è sufficiente a capire l'importanza di ispezioni regolari per prevenire che la corrosione localizzata possa arrivare alla perforazione con perdita di prodotto. Per rispondere a questi problemi fin dal 1991 è disponibile lo standard API 653. Lo standard regolarmente aggiornato è giunto alla quarta edizione nel 2014. Anche API 653 si poggia su tutta la normativa preesistente inerente i meccanismi di deterioramento e relative tecniche di ispezione e controllo. La API 653 a sua volta è integrabile con la tecnica delle ispezioni basate sul rischio RBI delle quali si discute al paragrafo 2.4.1.

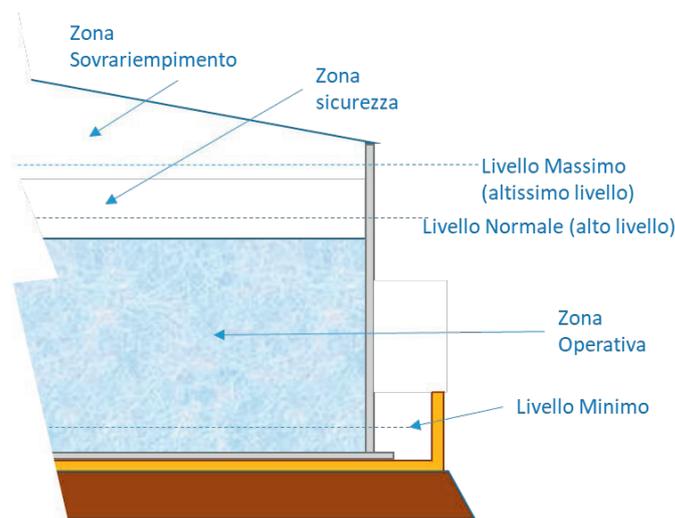


Figura 6 - Rappresentazione schematica dei livelli di riempimento

Lo standard API 653 non riguarda solo le verifiche da eseguire e le relative periodicità, ma include anche gli interventi che si devono eseguire nel caso in cui le ispezioni rilevino parti deteriorate. In particolare, nel caso durante un'ispezione si trovi sul fondo una corrosione fortemente localizzata è possibile saldare sopra un pezzo di lamiera per impedire il danno progredisca. Se questo è più esteso si può sostituire l'intera lastra. Le ispezioni però non vanno eseguite solo sul fondo, ma anche sulle altre parti del serbatoio, incluso il mantello e il tetto. In particolare, le lastre della prima virola sono soggette a forme di deterioramento simile a quelle del fondo, mentre la parte interna del tetto, ad esempio quello fisso è soggetto a corrosione per via dei vapori con i quali è a contatto. Le parti esterne del mantello e del tetto sono soggette alle intemperie con effetti di corrosione ed erosione, con conseguente assottigliamento più o meno uniforme. Il deterioramento riguarda anche la piattaforma in cemento su cui poggia il serbatoio, nel lungo periodo il deterioramento della base e i fenomeni di assestamento possono portare ad una lieve inclinazione del serbatoio nonché ad una perdita di orizzontalità del fondo con conseguente accumulo d'acqua e innesco di fenomeni di corrosione. Il tetto essendo più leggero può perforarsi più facilmente favorendo l'entrata dell'acqua all'interno del serbatoio. Nel caso di tetto galleggiante è importante assicurare sempre il perfetto funzionamento di guide, guarnizioni e drenaggi essenziali per garantirne la stabilità in ogni situazione. Misuratori dei livelli e relativi sistemi di blocco devono essere verificati così come pure le

valvole per evitare sovrappressioni. Anche i bacini di contenimento e i sistemi antincendio devono essere regolarmente controllati. Un programma di ispezioni deve quindi prevedere tutti i controlli sopra discussi, distinguendo tra quelli da fare durante le fermate, quando il serbatoio viene svuotato, pulito e bonificato, e quelli possibili anche a serbatoio pieno.

Anche se la normativa API costituisce il principale riferimento tecnico per quanto riguarda i serbatoi di stoccaggio atmosferici, è bene ricordare che esistono anche altre importanti fonti normative. Fra queste è sicuramente pertinente la normativa inglese dell'EEMUA (Engineering Equipment and Materials Users Association), che fornisce delle efficaci linee guida sull'argomento. Non hanno il carattere vincolante che hanno molte delle norme API, ma in alcuni casi sono più pratiche e più facili da usare. In particolare, la linea guida EEMUA 159 riassume in modo semplificato tutte le informazioni necessarie all'ispezione, alla manutenzione e alla riparazione dei serbatoi atmosferici [EE-014]. L'approccio EEMUA è compatibile con quello API e sicuramente di più facile implementazione. La linea guida EEMUA 159, risale al 1994, attualmente è in vigore la quinta edizione, pubblicata nel 2018. Anche in Francia si è cercato di sviluppare una linea guida per i serbatoi atmosferici. La linea guida DT94 per l'ispezione e manutenzione dei serbatoi verticali atmosferici, pubblicata in una prima versione nel 2011 e revisionata nel 2014 è stata riconosciuta ufficialmente nel 2016 dal Ministero Francese dello sviluppo sostenibile [DT-015]. Anche questa linea guida è una sintesi efficace dei contenuti delle normative API, adatta alle situazioni dove non sia richiesta una certificazione formale, per la quale non si può prescindere da API, ma è uno strumento utile ed efficace per i gestori per la programmazione delle prove, dei controlli e delle riparazioni sui serbatoi atmosferici, mentre per gli enti di controllo rappresenta un riferimento condiviso per valutare l'adeguatezza delle misure adottate ai fini della sicurezza. Gli standard API e la linea guida EEMUA mantengono una certa neutralità rispetto alle diverse tecnologie di misurazione, come naturale in documenti prodotti da organismi internazionali di riferimento. Il documento francese, invece, si colloca a metà fra linea guida e la buona pratica, nel senso che tratta solo le tecnologie di misura ritenute più idonee nel contesto nazionale, cioè la tecnica basata sulla misura del flusso magnetico per i serbatoi svuotati e delle emissioni acustiche per serbatoio pieno. Nel Capitolo 2 saranno forniti maggiori dettagli sulle tecnologie di misura.

1.2. Legislazione

I serbatoi di prodotti petroliferi e affini sono soggetti alla legislazione per la prevenzione degli incendi e la sicurezza del lavoro. I parchi serbatoi possono anche rientrare, in funzione delle capacità di stoccaggio e della tipologia di prodotti, nella legislazione per la prevenzione degli incidenti rilevanti (legge Seveso) e in quella per il controllo integrato dell'inquinamento. Terminali e depositi costieri sono anche soggetti alla legislazione navale. I serbatoi di stoccaggio atmosferico usati per i liquidi non sono, invece, soggetti alla legislazione di prodotto, diversamente dai serbatoi in pressione soggetti alla PED. Le certificazioni dei serbatoi atmosferici, rilasciate in base agli standard API650, possono essere eventualmente richieste in contesti particolari per garantire l'adeguatezza di quanto fornito, ma non costituiscono un obbligo di legge. Anche se non rientrano fra gli obblighi cogenti, gli standard hanno sempre un valore grandissimo da un punto di vista conoscitivo e la loro certificazione può essere molto importante per una buona gestione degli impianti. Anche se gli standard sono di natura volontaria, con l'adesione il gestore si assume degli impegni vincolanti nei confronti anche degli enti di controllo, come si discuterà nel dettaglio in riferimento ai diversi ambiti legislativi.

1.2.1. Antincendio

In Italia i serbatoi di combustibili sono soggetti alla normativa antincendio, fin dal 1934. Non rientra negli scopi del quaderno illustrare tale normativa, ma può essere utile rammentare alcuni aspetti che possono essere in qualche modo collegati alla gestione dell'integrità, che è appunto l'argomento centrale del presente lavoro. Come noto la materia antincendio è soggetta al Codice Prevenzione Incendi, adottato con il DPR 151 dell'1° agosto 2011. In particolare, i serbatoi sono menzionati al punto S.10.6.7. Sono fissate una serie di misure richieste per evitare la dispersione del combustibile, che includono fra le altre cose il bacino di contenimento impermeabile di volume pari alla capacità complessiva dei serbatoi di combustibili liquidi, dispositivi di intercettazione delle linee, dispositivi di arresto delle pompe di alimentazione, dispositivi di rivelazione ed allarme, protezione dei serbatoi e delle linee contro la corrosione, dispositivi automatici per impedire il sovra riempimento dei serbatoi, separazione tra stoccaggio del combustibile e impianto di servizio.

1.2.2 Sicurezza del Lavoro

Il testo unico per la sicurezza del lavoro, il d.lgs. 81/2008, tratta i serbatoi di stoccaggio come attrezzature di lavoro, secondo la definizione del titolo III. Come tali devono rispondere ai requisiti di sicurezza, di cui all'allegato V, che includono anche la stabilità del sistema, la regolare manutenzione, il controllo delle vibrazioni, la prevenzione delle emissioni nell'ambiente di lavoro di liquidi gas e vapori nocivi, nonché la prevenzione degli incendi, oggetto della legislazione discussa al punto precedente. Il datore di lavoro ha l'obbligo di acquistare e installare e modificare le attrezzature in conformità ai requisiti di sicurezza e di svolgere periodici controlli per assicurare il mantenimento nel tempo delle caratteristiche di sicurezza iniziali. I criteri e le tecniche di controllo sono definite dal datore di lavoro, che terrà conto anche della normativa tecnica settoriale. In questo caso l'adesione a standard industriali o buone pratiche come quelle descritte ai paragrafi precedenti è utile. La buona gestione del serbatoio, ai fini di garantire condizioni di lavoro sicuro, prevede la verifica periodica delle condizioni delle scale di accesso, della balconata e del ponte di accesso al tetto. Di norma le attrezzature hanno ringhiere o eventualmente gabbie, così che le condizioni di lavoro siano sicure, senza necessità di dispositivi di protezione individuali contro le cadute dall'alto. Anche il bacino di contenimento prevede scale di accesso, sempre garantire condizioni di sicurezza per le operazioni all'interno del bacino stesso. Per l'accesso all'interno del serbatoio è previsto un passo d'uomo, dimensionato secondo le regole dello standard seguito. Il serbatoio è dotato di tubazioni per lo svuotamento completo, così da poter essere acceduto in sicurezza per le necessarie attività di manutenzione. L'interno del serbatoio è un ambiente di lavoro molto particolare e le eventuali attività condotte all'interno, quando non sono evitabili, devono essere gestite tenendo conto dei pericoli presenti, con particolare riferimento alla normativa ambienti confinati e a quello sulle atmosfere potenzialmente esplosive (rischio ATEX). Per quanto riguarda il rischio ATEX, il riferimento principale è la Direttiva ATEX 1999/92/CE per protezione dalle atmosfere esplosive, recepita nel testo unico sicurezza del lavoro, al titolo XI. Secondo la classificazione ATEX, l'interno di serbatoi viene classificato come zona 0 (atmosfera esplosiva sempre presente), le aree di carico, i bacini di contenimento, i tetti, le sale pompe sono classificate zona 1 (atmosfera esplosiva occasionalmente presente in condizioni di normale esercizio) il piazzale e le altre aree esterne sono solitamente zona 1 (atmosfera esplosiva presente in condizione solo in condizioni incidentali). Le diverse zone

ATEX richiedono l'adozione di varie misure di sicurezza, fra cui l'adozione di apparecchi e sistemi di protezione certificati ai sensi della Direttiva 2014/34/UE.

Nella definizione di "ambiente confinato e/o sospetto d'inquinamento" dell'art. 66 del d.lgs. 81/08 ricadono senz'altro tutti gli interni dei serbatoi, nei quali si svolge, durante le fermate periodiche, una sequenza di attività molto impegnative, che parte dalla pulizia del fondo e la bonifica, fino alla verifica visiva e strumentale delle condizioni di integrità, alle riparazioni delle piastre deteriorate ove necessario. In caso di completo rifacimento del fondo, il mantello rimane in piedi, con eventuali appoggi temporanei; costituendo comunque un "ambiente confinato". I cordoni dei bacini di contenimento al servizio di serbatoi di grandi dimensioni possono avere altezze considerevoli e, con il mantello costituiscono una sorta di trincea anulare, che ostacola la circolazione d'aria nella parte bassa. Ai fini della sicurezza del lavoro anche in queste aree vanno applicate le precauzioni per gli "ambienti confinati". Le stesse cautele vanno adottate per eventuali attività da svolgersi sul tetto galleggiante, quando questo, in condizioni di serbatoio vuoto, si trova circondato da molti metri di mantello dalla parte interna. In particolare, per svolgere attività in queste aree d'impianto, lavoratori autonomi e imprese, devono avere le qualificazioni richieste dal DPR n.177/11, che regola appunto la qualificazione dei soggetti che devono operare in ambienti sospetti di inquinamento o confinati.

1.2.3. Sicurezza industriale

La Direttiva Seveso III 2012/18/UE recepita dal d.lgs. 105/2015 fissa per i prodotti petroliferi, inclusi biocarburanti, le soglie di 2500 e 25000 tonnellate come soglie inferiore e superiore per l'applicazione degli obblighi specifici in materia di prevenzione degli incidenti chimici rilevanti. In termini di volume il limite inferiore corrisponde a cubature complessive fra i 2800 - 3500 m³ circa, tenendo conto delle densità dei prodotti petroliferi, che vanno da 700 a 990 kg/m³, nonché del riempimento massimo consentito pari al 90%. Restano quindi esclusi la maggior parte dei piccoli depositi di gasolio e benzina, nonché tutti i distributori stradali. I serbatoi, piccoli e grandi, posti all'interno di stabilimenti più complessi contribuiscono al computo complessivo dei quantitativi presenti e conseguentemente anche un piccolo deposito può essere in Seveso, sommandosi i quantitativi stoccati con le altre sostanze all'interno degli impianti, inclusi recipienti e tubature.

I serbatoi atmosferici non sono usati solo per prodotti petroliferi, ma per molti altri liquidi con caratteristiche simili di infiammabilità. Se sono classificati come semplici combustibili, non ci sono limiti. Se invece si tratta di liquidi classificati infiammabili e facilmente infiammabili stoccati a pressione e temperatura atmosferica le soglie inferiore e superiore sono rispettivamente di 5000 e 50000 tonnellate per i liquidi di seconda e terza categoria, non tossici per l'ambiente. Per i liquidi di quarta categoria (liquidi combustibili) non esistono limiti, sempre che non ci sia il problema della tossicità per l'ambiente. Per i liquidi di prima categoria (peraltro non molto comuni) le soglie scendono a 10 e 50 ton. Se vi è una riconosciuta tossicità per l'ambiente le soglie scendono a 200-500 tonnellate se la tossicità è di categoria 2 o a 100-200 tonnellate per tossicità di categoria 1.

Obbligo comune di tutti gli stabilimenti Seveso, soglia inferiore e superiore, è il sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti SGS-PIR, sottoposto a regolari verifiche ispettive da parte delle autorità competenti, in base all'art. 27 del D.Lgs 105/2015. Al superamento della soglia superiore, c'è anche l'obbligo di redigere un rapporto di sicurezza sulla base di una valutazione del rischio, fatta sulla base di analisi svolta con metodi quantitativi, quali

albero dei guasti, albero degli eventi o equivalenti. Il rapporto sarà oggetto di valutazione da parte dell'Autorità Competente. Al di sotto della soglia superiore, l'analisi del rischio può essere fatta con metodi semplificati e non è soggetta a valutazione, se non nell'ambito delle ispezioni periodiche sul sistema di gestione della sicurezza.

La Seveso non introduce ulteriori obblighi sulla costruzione, l'esercizio e la modifica dei serbatoi, ma chiede di inserire queste attività nell'ambito del SGS-PIR. Gli standard di sicurezza per la costruzione e l'esercizio dei serbatoi, se adottati nel SGS-PIR, impegnano in modo anche formale il gestore. Ove non si preveda una certificazione è comunque importante includere riferimenti espliciti alle linee guida e delle buone pratiche all'interno delle procedure o istruzioni operative del SGS-PIR. Gli stessi standard, anche se non certificati da terzi, vanno inseriti all'interno del SGS-PIR.

Una particolarità della Seveso è quella dell'analisi quantitativa del rischio. Questa deve essere valutata anche la valutazione della probabilità di una rottura casuale del fondo del serbatoio, come pure del mantello e delle altre attrezzature asservite al serbatoio, incluse pompe e tubature. Gli eventi incidentali includono il sovra riempimento del serbatoio per mancato funzionamento dei sistemi di controllo del livello, con eventuale tracimazione, e la perdita di stabilità del tetto galleggiante per mancato funzionamento del drenaggio o guasto sui meccanismi di scorrimento, con possibile innesco. Ulteriori scenari possono originarsi dalle rotture casuali sulle membrature del serbatoio, come pure su pompe e tubature. Le frequenze generiche di guasto dei sistemi elettromeccanici ed elettronici possono essere desunte da banche dati pubblici e possono essere abbastanza credibili. Anche per le macchine rotanti, i dati su modi e ratei di guasto disponibili nella letteratura tecnica sono sufficientemente credibili. Esistono però alcuni scenari incidentali, abbastanza usuali nell'esperienza operativa, originati da eventi per i quali la probabilità di accadimento è soggetta a fattori aleatori più difficili da controllare. Sul fondo, in particolare, il fenomeno della corrosione localizzata ha un carattere fortemente dipendente da elementi casuali, quali presenza di impurezze, microdepressioni, infiltrazioni d'acqua ecc. La corrosione localizzata, sotto condizione non facilmente controllabili può portare anche rapidamente ad una perforazione, con perdite del prodotto nell'ambiente, non facilmente intercettabili. Anche dal trincarino e dalla prima virola sono possibili rotture casuali, più facili però da rilevare e controllare. Da tempo i ricercatori questionano l'adozione di frequenze di rottura ricavate a priori dalla letteratura tecnica; ma, nella pratica attuale, le Autorità le considerano ancora accettabili, anche se ormai da più parti è sentita la necessità di inserire nei rapporti di sicurezza valori di probabilità più credibili. Si ricorda che l'incertezza sui valori di probabilità di guasto e rottura si propagano poi alla probabilità degli scenari, che a loro volta coinvolge aspetti importanti, come la pianificazione delle emergenze le autorizzazioni e l'utilizzo del suolo. I valori di probabilità di guasto sono anche alla base delle analisi RBI, condotte in base alla linea guida API 581 o allo standard EN 16991. Una richiesta che deve essere sempre verificata è quella delle compatibilità fra le valutazioni probabilistiche nell'analisi fatta in ambito Seveso e quella fatta in ambito RBI.

Nell'ambito del SGS-PIR, in particolare al punto 4 sul controllo operativo, si richiede al gestore di tenere un registro dei sistemi critici ai fini degli incidenti rilevanti. I sistemi sono classificati critici se un loro guasto o rottura è sufficiente ad originare un incidente rilevante. I sistemi critici includono sistemi di contenimento primario, sistemi dinamici e sistemi di controllo e regolazione. Fra i primi sono senz'altro inclusi i serbatoi di stoccaggio atmosferico. Il registro dovrà riportare tutti i dati pertinenti la vita del serbatoio, incluse dati di progetto e costruzione, risultanze delle

successive verifiche, le riparazioni, le modifiche, i cambi di prodotto, gli eventuali guasti o rotture, inclusi i vari componenti accessori del serbatoio. Queste indicazioni sono peraltro richieste dalle buone prassi di esercizio [ZD-019] [FA-020] e nel corso delle ispezioni sul SGS-PIR devono essere accuratamente verificate. Per i sistemi critici il gestore deve avere un piano di gestione che assicuri nel tempo la piena integrità e funzionalità, contrastando, in particolare, gli effetti negativi dell'invecchiamento. I serbatoi hanno, come detto in punti precedenti, tempi di vita attesi superiori anche mezzo secolo, e quindi per loro la corretta gestione dell'invecchiamento è essenziale e deve essere oggetto di particolare attenzione da parte degli ispettori, utilizzando anche le metodologie adottate dalle autorità competenti.

Un ulteriore aspetto, sempre del punto 4 del SGS-PIR è la questione dei permessi di lavoro, che regolano le attività attorno al serbatoio. Essi devono tenere conto della presenza concorrente dei pericoli (ATEX; ambienti confinati e sospetti di inquinamento) e della conseguente necessità di adottare specifiche misure tecniche e organizzative, incluse strumentazione certificata, sistemi di protezione e procedure di sorveglianza e soccorso. Le procedure SGS-PIR devono includere, come condizione minima, i riferimenti alla normativa sulla sicurezza del lavoro, con tutti gli obblighi derivati di qualificazione e certificazione di persone e attrezzature discusse al paragrafo precedente.

1.2.4. Legislazione Navale

Il codice della navigazione (R.D. 30 marzo 1942, n. 327 e s.m.i) include nel suo ambito di applicazione i depositi, anche quelli situati soltanto in parte entro i confini del demanio marittimo o del mare territoriale, ovvero che siano comunque collegati al mare, a corsi d'acqua o canali marittimi. In alcuni casi, questi depositi possono anche trovarsi a parecchi chilometri nell'entroterra, come ad esempio a Genova, dove l'incombenza delle montagne spinge i depositi nelle valli interne anche al di là dello spartiacque appenninico e dei confini regionali. L'art. 49 del codice della navigazione richiede, in particolare, che i serbatoi, con i relativi impianti siano soggetti a ispezioni con una frequenza almeno triennale.

1.2.5. Legislazione Ambientale

I semplici depositi hanno, in condizioni normali di esercizio, effetti ambientali assai ridotti in relazione a tutti le matrici ambientali. La maggiore sorgente di rilascio in aria è rappresentata dagli sfiati in atmosfera posti sul tetto dei serbatoi ed indispensabili per motivi di sicurezza. Le emissioni dalle flange sono possibili solo in caso di manutenzione inadeguata delle guarnizioni e pure le emissioni dai sistemi di carico e scarico sono ridotte al minimo attraverso gli impianti di recupero vapori. Gli effetti delle piccole perdite di prodotto da tubazioni e veicoli nel normale esercizio del deposito, sono controllati attraverso la pavimentazione delle superfici esterne e adeguati sistemi di raccolta, di separazione e trattamento delle acque meteoriche. Una potenziale fonte di rifiuti sono morchie che vengono tolte durante i periodici svuotamenti e bonifica dei serbatoi e per le quali sono solitamente possibili trattamenti di recupero di prodotti e inertizzazione. I serbatoi posti invece all'interno di stabilimenti più complessi, quali impianti di estrazione, raffinerie e petrolchimici, sono comunque oggetto di attenzione nell'ambito delle autorizzazioni ambientali. La discussione delle complesse normative ambientali esula dagli scopi del quaderno, ma può essere utile ricordare che le pre-

scrizioni vincolanti contenute nelle autorizzazioni ambientali hanno come base conoscitiva la raccolta sistematica delle migliori tecniche disponibili. Per ogni settore industriale con potenziali effetti ambientali rilevanti, la Commissione Europea produce ed aggiorna, attraverso il centro di ricerca comune dei documenti tecnici, che definiscono quali siano le migliori tecniche disponibili BAT, applicabili tenendo conto anche della loro sostenibilità economica. [EU-006] La raccolta delle BAT di riferimento BREF è pubblica e viene tradotta e adattata nelle lingue nazionali.

1.3 Prassi delle Autorità Competenti

1.3.1 Doppi fondi

Per quanto riguarda i serbatoi atmosferici negli impianti alcune indicazioni presenti nelle BREF hanno avuto negli ultimi anni un notevole impatto sulla prassi delle autorità competenti. In particolare, l'individuazione del doppio fondo come tecnologia ottimale per ridurre drasticamente le perdite nel suolo ha portato alla modifica di molti serbatoi con lunghi anni di esercizio (Figura 7). La realizzazione del doppio fondo è un intervento impegnativo, che si realizza rimuovendo la prima virola e ponendo sostegni provvisori per mantenere la seconda virola, in modo da permettere l'accesso all'interno e l'applicazione di nuove lastre sopra l'intero fondo. Si ha così un fondo inferiore che non è a contatto con il prodotto e un fondo superiore a contatto con il prodotto. I due fondi devono essere separati da un sottile strato di sabbia, breccia o cemento. È essenziale comunque garantire il drenaggio al fine di evitare che residui d'acqua intrappolati inneschino comunque meccanismi di corrosione veloce. Sulla parte interna del fondo inferiore può essere utile inserire un rivestimento resistente alla corrosione, come ulteriore protezione. Il documento API 650, come sempre, fornisce tutti i dettagli per la realizzazione di doppi fondi efficaci. Uno dei vantaggi del doppio fondo è il fatto che la frequenza d'ispezione si riduce da 10 a 20 anni.

1.3.2. Nuovi materiali ed alternative ai doppi fondi

Anche se in Italia sono diventati popolari, i doppi fondi non sono sempre la miglior soluzione. La presenza di acque sotterranee immediatamente sotto il serbatoio, dovute a falde di acqua dolce o al cuneo salino in siti costieri, e più in generale un sottofondo poco solido, sconsiglia la realizzazione del doppio fondo, che potrebbe risultare inefficace e controproducente. Anche dal punto di strutturale, l'appesantimento della struttura può aumentarne la vulnerabilità rispetto a fenomeni sismici, problema che riguarda molte delle aree con forte presenza di installazioni petrolifere. In questi casi è fortemente preferibile ricorrere ad interventi meno invasivi. In particolare, vi è la possibilità di rivestimento dell'intero fondo con materiali compositi, tipicamente con base epossidica nella quale sono immersi componenti metalliche o vetrose. Il vantaggio è che l'intervento può essere fatto accedendo dal passo d'uomo, senza usare lavorazioni a caldo, ma solo adesivi di tipo epossidico [RA-021] [FA-021]. Lo sviluppo dei nanomateriali, incluso il grafene, ha aperto enormi prospettive allo sviluppo di materiali compositi da applicare ad elementi vulnerabili come i serbatoi di stoccaggio atmosferico [AD-018; AL-018; ES-020]. È un campo di ricerca molto attivo e molte soluzioni hanno già applicazioni commerciali. La tematica

meriterebbe da sola a riempire un quaderno, ma in questo contesto è sufficiente la previsione che la realizzazione del doppio fondo fra qualche anno verrà resa probabilmente obsoleta dallo sviluppo di nuovi materiali. La transizione ecologica è un grande stimolo allo sviluppo di materiali innovativi, che consentano lo stoccaggio in piena sicurezza dei nuovi carburanti, anche nel caso di una maggiore corrosività intrinseca.

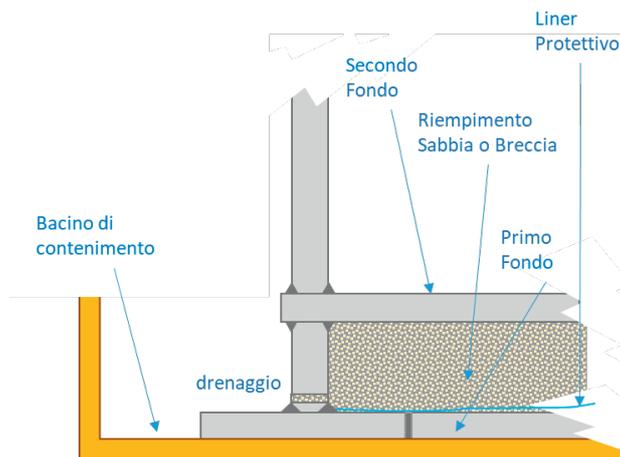


Figura 7 - Rappresentazione schematica del doppio fondo.

1.3.3. Indicazioni sull' esercizio dei serbatoi

Le BREF danno anche indicazioni di dettaglio sull'esercizio dei serbatoi, suggerendo anche l'adozione del metodo delle emissioni acustiche per il monitoraggio delle condizioni del fondo dei serbatoi. L'applicazione della tecnica dell'emissione acustica (EA) ai serbatoi pieni sono oggetto di specifica trattazione al capitolo successivo. Si tratta di un metodo qualitativo che attraverso una serie sensori posti sulla base della prima virola sono in grado di rilevare i segnali emessi da attività di corrosione localizzata in alcuni punti sul fondo, nonché perdite attraverso microfessurazioni. Questo sistema seppure soggetto a forti incertezze, difficoltà di esecuzione e presenza di falsi positivi viene ad oggi considerato il sistema migliore per monitorare le condizioni fra un'ispezione e l'altra che, per i serbatoi a fondo semplice sono distanziate di 10 anni, mentre per i doppi fondi arrivano a 20 anni. Con l'EA è anche possibile rispondere in modo soddisfacente alle richieste dell'articolo 49 del codice della navigazione. Come discuteremo nel dettaglio al paragrafo 2.3, lo sviluppo delle tecnologie di misura è andato avanti rispetto a quanto indicato nelle BREF, che risalgono ai primi anni del 2000, per cui un aggiornamento sarebbe oltremodo necessario, proprio per evitare che le indicazioni delle autorità, pur corrette, non siano adeguate allo sviluppo della ricerca scientifica e tecnologica.

2. Stato dell'arte

Il controllo dell'integrità dei fondi di serbatoi è stato negli anni oggetto di molte attenzioni visto le problematiche che comporta. A spingere verso questo interesse è prima di tutto l'importanza pratica del problema, visto che i serbatoi atmosferici sono importanti in molti settori ma soprat-

tutto nell'industria del petrolio, settore che per circa un secolo è stato centrale nell'economia mondiale. Molti incidenti importanti registrati nel passato sono legati al deterioramento del fondo o di altre parti dei serbatoi. Nel normale esercizio le possibili perdite continuano ad essere una delle principali preoccupazioni tanto del gestore quanto delle autorità competenti. A differenza di incendi, esplosioni o nubi tossiche, un rilascio nel terreno è più subdolo e potrebbe essere rilevato solo dopo lungo tempo, quando i danni sono ormai gravi e richiedono interventi di bonifica molto onerosi. Il fondo dei serbatoi, però, suscita anche una certa curiosità scientifica, perché interessato da molti meccanismi di deterioramento, alcuni dei quali troppo casuali per essere facilmente controllabili. Le misurazioni, inoltre, possono essere fatte solo ad intervalli di tempo molto lunghi e, conseguentemente, i dati raccolti durante la fermata, devono essere studiati con attenzione, al fine di supplire alla difficoltà di eseguire controlli soddisfacenti fra due successive fermate.

2.1. Esperienza operativa

Qualche anno fa l'Organizzazione per lo Sviluppo e la Cooperazione Economica (OCSE), in inglese OECD (Organization for Economic Cooperation and Development), promosse uno studio molto esteso per analizzare gli incidenti industriali causati dall'invecchiamento degli impianti negli stabilimenti chimici e petroliferi di alcuni paesi, fra cui Australia, Francia, Germania, Italia, Svezia, Paesi Bassi e Regno Unito [OECD-017]. Furono analizzati 430 rapporti incidentali di eventi accaduti dopo il 2000, tutti rilevanti per gravità di conseguenze, individuandone 217 legati all'invecchiamento. Fra questi il 33% (71 eventi) riguardano serbatoi di stoccaggio. Un precedente studio della Commissione Europea, focalizzato solo sulle raffinerie, aveva analizzato 99 incidenti dovuti a perdite da impianti causati da corrosione [EUR-013]. Anche in questo caso i serbatoi atmosferici risultano fra le attrezzature più vulnerabili, subito dopo gli scambiatori di calore e le tubazioni. A causa delle quantità contenute, le rotture dei serbatoi possono avere conseguenze gravi. I serbatoi esterni alle raffinerie, parchi petroliferi e depositi costieri, risultano più vulnerabili rispetto ai fenomeni corrosivi [EU-013]. Anche studi francesi precedenti mostravano che i serbatoi di stoccaggio erano più vulnerabili alla corrosione rispetto alle attrezzature in pressione le quali, invece per la loro complessità, sono soggetti a controlli molto più stringenti di quelli previsti per i serbatoi atmosferici. Lo stesso studio riportava che i più vulnerabili fra i serbatoi erano quelli contenenti il greggio, le cui caratteristiche sono molto variabili in funzione della regione di provenienza [IN-010]. La scelta di raffinare greggi di minor qualità è spesso obbligata per sopravvivere in un mercato, diventato negli anni sempre più difficile, e può essere purtroppo pagata con un più breve durata di serbatoi e tubature.

2.1.1. Incidenti rilevanti

Al fine di approfondire la fenomenologia incidentale dei serbatoi atmosferici, può essere utile consultare eMARS, la banca dati dell'unione europea, che riporta oltre mille incidenti rilevanti accaduti in Europa, in quarant'anni, fin dai tempi della prima Direttiva Seveso del 1982. Per gli scopi del presente studio, sono stati individuati dieci incidenti particolarmente significativi, riportati in Tabella 1.

Tabella 1 - Incidenti significativi per i serbatoi atmosferici

Anno	# eMARS	Causa	Prodotto	Conseguenze
2020	1212	Fessurazione lineare di una piastra del fondo saldata al mantello per azione combinata corrosione interna e corrosione esterna	Greggio	Perdita minima, solo danni al serbatoio
2017	1215	Fessurazione lungo la saldatura fra lastre del fondo e del mantello	Gasolio	Rilevante inquinamento suolo
2017	1076	Numerosi fori passanti in lastre soggette ad una corrosione estesa e rottura della guaina bituminosa fra fondo e piattaforma in cemento.	Greggio	Il prodotto è sceso verticalmente nella falda acquifera sotterranea, inquinandola pesantemente
2013	0164	Foratura passante del fondo per corrosione	Jet-fuel	Moderato inquinamento suolo
2007	0998	Rottura del fondo dovuta a corrosione molto estesa	Greggio	Inquinamento fiume per 40 km
2006	0629	Fessurazione della parte inferiore del mantello, dovuta a inclinazione del mantello e corrosione	Greggio	Rilevante inquinamento del suolo, chiusura precauzionale della ferrovia
2005	0558	Foratura su fondo da erosione per movimento sistema di drenaggio	Jet fuel	Rilevante inquinamento falda e spiaggia
2005	0249	Foratura del fondo per corrosione	Benzina senza piombo	Conseguenze mitigate da bacino di contenimento, solo perdita del prodotto
2005	0041	Estesa fessurazione sul fondo per corrosione	Greggio	Inquinamento del suolo, inquinamento temporaneo aria
2004	0286	Foratura fondo soggetto a corrosione per presenza acqua sotto il serbatoio, inadeguata protezione catodica e salinità miscela.	Miscela di raffinazione con benzene	Rilevante inquinamento del suolo, 10 persone con lieve intossicazione da vapori
1999	0553	Corrosione e foratura sul fondo. Nell'ispezione di otto anni prima la velocità di corrosione era stata mal valutata	Greggio	Conseguenze mitigate da bacino di contenimento, solo perdita del prodotto

Le lezioni che si possono apprendere da questi eventi includono:

- È essenziale fare una valutazione accurata della velocità di corrosione in occasione delle verifiche periodiche, messe fuori servizio e ispezioni dei fondi dei serbatoi;
- L'importanza dei bacini di contenimento, che se sono integri e ben impermeabilizzati possono offrire una considerevole mitigazione delle conseguenze;

- È essenziale che il materiale al di sotto del fondo (pietrisco o brecciolino) permetta un drenaggio adeguato dell'acqua piovana dal tetto e dal mantello;
- La protezione catodica deve essere progettata e gestita, in considerazione delle caratteristiche del suolo;
- È essenziale prevedere verifiche di verticalità per evitare combinato di un sovra-sforzo e la corrosione;
- Le saldature fra base mantello sono più vulnerabili per la combinazione dello sforzo, dovuto al peso sovrastante;
- I sistemi di drenaggio, non ben progettati o mal gestiti, che possono causare danneggiamenti alle membrane, che a loro volta accelerano la corrosione.

2.1.2. Mancati Incidenti

Nel corso delle ispezioni agli stabilimenti di cui all'art. 27 del d.lgs. 105/2015 già rammentato al §1.2.3 vengono raccolte le schede su anomalie, quasi incidenti e incidenti minori, accaduti nel periodo successivo all'ispezione precedente. Da qualche anno Inail raccoglie queste schede (al momento sono oltre 4000), le anonimizza e le studia per ricavarne insegnamenti utili ad una migliore gestione degli stabilimenti. Nella Tabella 2 si riassumono i dati che emergono da un'analisi dei report dei quasi incidenti, che riguardano i serbatoi atmosferici di stoccaggio. Dall'archivio sono stati estratti 8 episodi, che sono direttamente connessi all'integrità dei serbatoi. Gli episodi sono relativamente pochi, perché l'integrità è oggetto di ispezioni periodiche, il cui scopo è proprio quello di prevenire il verificarsi di perdite di contenimento. I numeri sono troppo piccoli per una valutazione statistica, ma si possono trarre alcune lezioni utili per una maggiore comprensione della tematica:

- Nel caso prodotti con forti caratteristiche corrosive, come ad esempio l'olio combustibile denso OCD e il greggio, è necessario intensificare le azioni di monitoraggio, per evitare indesiderate perdite di contenimento;
- Il trincarino, per la sua natura di elemento di interfaccia fra interno ed esterno e fra fondo e mantello, è particolarmente vulnerabile ed, essendo accessibile dall'esterno, va monitorato con la massima attenzione;
- I serbatoi messi fuori esercizio vanno puliti e bonificati. I residui di prodotti "lasciati" sul fondo continuano la loro azione corrosiva. Le morchie che restano nei serbatoi di greggio o di olio combustibile non bonificato sono una base perfetta per lo sviluppo di colonie batteriche che riescono a provocare grossi danni a materiali ferrosi. La biocorrosione è un fenomeno temibile e verrà discussa al §2.2;
- Anche se i fondi sono la parte più vulnerabile, anche tetto e mantello non sono esenti da fenomeni corrosivi, che possono causare perdite di contenimento. In questo caso le ispezioni visive delle parti esterne sono essenziali per una tempestiva rilevazione di attacchi corrosivi.

Tabella 2 - Near-miss estratti dall'archivio Esopia (Inail).

Anno	# esopia	Causa	Prodotto	Conseguenze
2006	1146	Fessurazione alla base del serbatoio per danneggiamento alla sigillatura del trincarino	OCD	Perdita nel bacino di contenimento senza maggiori conseguenze
2009	1893	Foratura del fondo	Gasolio	Perdita nel bacino di contenimento senza maggiori conseguenze
2000	1724	Corrosione fondo di un serbatoio fuori esercizio da anni, mai bonificato	OCD	Presenza di prodotto nel terreno sottostante
2011	1137	Fessurazione del fondo	Formaldeide	Piccola perdita rilevata durante le ispezioni
2012	523	Falla all'altezza della 5° virola	Acque reflue	Allagamento piazzale
2015	733	Piccolo foro sul tetto	Greggio	Perdita di un piccolo quantitativo sul tetto, rilevata durante normali ispezioni
2007	1803	Piccola area corrosa del mantello a quota 6 metri	OCD	Trasudamento di prodotto, durante le operazioni di trasferimento
2005	1474	Rottura del trincarino per circa 2 metri	OCD	Perdita nel bacino di contenimento senza maggiori conseguenze

2.2. Principali meccanismi di danno

Il deterioramento delle varie parti del serbatoio può essere causato da meccanismi diversi. Di seguito si discutono i principali fenomeni, distinguendo in particolare gli attacchi che partono dall'interno del serbatoio e quelle dovuti all'ambiente esterno.

2.2.1 Corrosività dei prodotti

Un primo tipo di meccanismo è l'azione chimica del prodotto e delle eventuali impurezze in esso contenute, sulle pareti interne del serbatoio. Se la corrosione è dovuta alle caratteristiche intrinseche del prodotto, inclusa ad esempio l'elevata acidità, la presenza di solfuri o di cloruri, si avrà una corrosione abbastanza uniforme delle pareti. La corrosione uniforme può essere controllabile perché sotto certe condizioni può essere predetta sulla base di leggi semiempiriche. Bisogna tener conto che comunque i serbatoi sono formati da piastre saldate fra di loro e le saldature rappresentano delle discontinuità, che possono essere più soggette alla corrosione. Le miscele di impurezze nel periodo di sosta del serbatoio, tendono a sedimentare, causando diversi livelli di corrosione. Anche la presenza di vapori corrosivi può portare a deterioramento del tetto dall'interno.

2.2.2 Impurità nei prodotti

Se il liquido non è corrosivo per sua natura, come la maggior parte dei prodotti finiti derivati dal petrolio, la corrosione potrebbe essere causata dalla presenza di impurità dovute allo stesso processo di produzione. Spesso l'impurezza non è dovuta al prodotto, ma all'acqua che entra all'interno del serbatoio, che essendo atmosferico non è perfettamente sigillato rispetto all'esterno. L'acqua può entrare all'interno come condensa dell'umidità atmosferica, acqua nel prodotto o acqua piovana trafilata in piccole quantità in occasione di precipitazioni intense. Un ulteriore contributo alla corrosività è rappresentato dai vapori di idrocarburi, che nelle varie movimentazioni del fluido possono trascinarsi l'acqua [FE-019].

Essendo l'acqua più pesante dei prodotti petroliferi tende a stratificarsi sul fondo, che però non è mai perfettamente piano. Le saldature, in particolare, costituiscono una discontinuità, sia dal punto di vista geometrico che chimico-metallurgico e sono una zona più vulnerabile ad attacchi corrosivi. Si ricordi che, in caso di piccolo danneggiamento localizzato, si applicano piccole pezze metalliche a protezione della lastra. Questo blocca il deterioramento in corso, ma introduce nuovi possibili punti d'attacco. C'è poi da considerare che il fondo non è mai perfettamente orizzontale. Una lievissima concavità verso l'esterno può essere introdotta per facilitare lo svuotamento, inoltre l'assestamento delle piastre può creare piccole concavità locali fra piastre o all'interno di una piastra. Le piastre, proprio per assicurare stabilità alla struttura poggiano su materiale non rigido. La movimentazione continua del prodotto produce anche dei vortici che hanno un'azione erosiva localizzata, creando irregolarità delle superfici rivolte verso il prodotto.

I punti di concavità, anche se modesti, sono sufficienti ad accumulare acqua e innescare fenomeni localizzati di corrosione. I punti di innesco della corrosione sono distribuiti in modo casuale ed anche la velocità di corrosione è soggetta a casualità, essendo possibile anche una passivazione nel punto d'attacco [NU-005]. Le lastre soggette a tali fenomeni presentano distribuzione casuale di piccoli danneggiamenti sulla superficie, chiamati in italiano vaiolatura, per analogia con le lesioni prodotte dal vaiolo sulla cute. Il termine inglese pitting è analogo e deriva da pit, che equivale piccolo foro.



Figura 8 - Alcuni esempi di fondi di serbatoi localmente danneggiati da corrosione

2.2.3 Biocorrosione interna

Un meccanismo molto specifico di corrosione interna è dovuto dalle colonie batteriche che si formano nel greggio e nei prodotti più pesanti. Questi batteri hanno la capacità di attaccare il ferro,

dando luogo a danni molto simili alla corrosione chimica. La biocorrosione è un fenomeno lento ed è problematica nel caso di serbatoi messi fuori servizio per lungo tempo, senza attuare adeguati interventi di pulizia e bonifica. In questo caso i residui di prodotti pesanti e le morchie sono terreno ideale per lo sviluppo dei batteri.

2.2.4 Altri danneggiamenti interni

Sulle lastre interne sono anche occasionalmente riscontrabili attacchi corrosivi più estesi e lineari, innescati da danneggiamenti meccanici subiti a causa di vibrazioni e carichi d'urto durante la movimentazione del prodotto [FE-019]. Un elemento di particolare vulnerabilità è rappresentato dalle saldature fra fondo e mantello sottoposte a maggiori sollecitazioni.

2.2.5 Deterioramento Atmosferico

Il lato esterno delle piastre del mantello e del tetto, che sono a diretto contatto con l'ambiente atmosferico è soggetto a forme di deterioramento corrosivo, che includono i fenomeni corrosivi tipici di qualsiasi struttura metallica posta all'esterno, determinati dall'inquinamento atmosferico, inclusi gli effetti di nitrati e solfati nel particolato fine aerodisperso, o dall'acidità delle piogge. Il periodico trattamento della superficie esterna con prodotti specifici contribuisce, come indicato dallo standard API 650, a rallentare significativamente i fenomeni di corrosione. Ghiaccio, neve, grandine, pulviscolo e simili fenomeni meteorici hanno un effetto erosivo sulle superfici. I danneggiamenti fisici causati dall'erosione facilitano a loro volta l'innescarsi di fenomeni corrosivi localizzati. La parte bassa del mantello e il trincarino sono più soggetti ai fenomeni erosivi e conseguentemente sono le parti più soggette a fenomeni di deterioramento visibile. Il trincarino si trova in diretta continuità con l'interno ed un suo rapido deterioramento può essere sintomo di incipienti fenomeni corrosivi all'interno. Sul tetto galleggiante, si possono formare ristagni d'acqua dovuti al non perfetto drenaggio, con possibile innesco di fenomeni corrosivi localizzati. Le parti in movimento del tetto galleggiante sono potenzialmente soggette anche a fenomeni di usura e di fatica.

2.2.6 Deterioramento dovuto al suolo

Un ulteriore meccanismo di deterioramento importante è quello sulla superficie esterna delle lastre sul fondo. Di solito non sono a diretto contatto del suolo, essendo presente lo strato di inerte e la base in cemento impermeabilizzato previste dalle norme tecniche. Anche qui con il tempo può entrare acqua in piccoli quantitativi attivando i classici meccanismi di corrosione galvanica. Le indicazioni dell'API 651 sulla progettazione realizzazione e gestione dei sistemi di protezione catodica assicurano una buona protezione rispetto a questi fenomeni. Trattandosi di sistemi "attivi" la loro gestione è essenziale e, in particolare, il monitoraggio degli anodi sacrificali.

La trattazione si concentra solo su queste tre forme di deterioramento, che coinvolgono le tre parti principali del serbatoio, fondo mantello e tetto. Per completezza si ricorda solo che una buona gestione del serbatoio dovrà considerare anche le forme di deterioramento strutturale, quali le deformazioni o inclinazione del mantello.

2.3. Tecniche per il controllo dell'integrità

Per controllare le forme di deterioramento, elencate nel paragrafo precedente, possono essere impiegate varie tecniche. Alcuni di questi controlli possono essere fatti in ogni momento, in particolare quelli che riguardano la superficie esterna del mantello e del tetto. Il lato interno di tutte le parti è ispezionabile dopo lo svuotamento e la bonifica, mentre le piastre del fondo non sono mai ispezionabili dal lato esterno perchè sono poggiate sul suolo.

2.3.1. Esame Visivo

L'esame visivo è essenziale nel normale esercizio per rilevare il deterioramento della superficie protettiva (vernice), la formazione di corrosione più o meno localizzata e la formazione di ossidi (ruggine). Formazioni di ruggine localizzata alla base della prima virola o sul trincarino può indicare forme di danneggiamento dal lato interno, mentre la presenza di gocce di prodotto all'esterno possono essere dovute a presenza di crepe nelle pareti. Anche quando il serbatoio viene aperto, prima di procedere all'ispezione, si cerca di individuare le eventuali aree più corrose o arrugginite per indirizzare le successive prove strumentali, da attuarsi con le tecnologie illustrate nei paragrafi successivi. L'esame visivo è una tecnica normata da regole nazionali ed internazionali [UN-016; UN-017]. Si tratta di procedure che specificano i modi e le condizioni di esecuzione, incluse la corretta illuminazione delle parti e l'utilizzo, ove necessario, di strumenti ottici a potenziamento della vista naturale (p.e. lenti). È fondamentale, più di ogni cosa, l'occhio di personale altamente preparato ed addestrato, elemento insostituibile in questo tipo esame.

2.3.2. Spessimetria ad ultrasuoni

La misura degli spessori con tecniche basate sugli ultrasuoni è la metodologia principale per il controllo del mantello e del tetto. La tecnologia della spessimetria a ultrasuoni è ben nota e trova applicazioni in molti settori industriali. La strumentazione è relativamente economica, leggera, poco ingombrante e di facile uso. In estrema sintesi si tratta di inviare, tramite una sonda UT (Figura 9), un segnale (onda ultrasonora) perpendicolarmente alla superficie da uno dei due lati della piastra e misurare il tempo che esso impiega ad attraversare il materiale, essere riflesso dal lato opposto della piastra e raggiungere la stessa sonda che lo rileva (metodo pulse-echo). Dal tempo di attraversamento, nota la velocità di propagazione dell'onda ultrasonora nel materiale, si ricava lo spessore. Il metodo permette di rilevare perdite di spessore da entrambi i lati. Nel caso il danneggiamento previsto sia la perdita di spessore uniforme, la misurazione di alcuni punti per lastra, confrontata con le misure precedenti e i valori nominali di spessore della lastra al momento della costruzione, se disponibile, permettono di determinare con buona attendibilità il danno cumulato e la velocità di assottigliamento della lastra. Nella prassi corrente i punti di misura sono 5 per lastra, uno in corrispondenza del baricentro e quattro più vicino ai quattro vertici.

Il tempo di vita utile residua può essere così determinato, sulla base del valore minimo di spessore accettabile tale da assicurare le funzioni richieste alla lastra, cioè il contenimento del fluido e (per il mantello) la stabilità della struttura. Il problema diventa molto più complesso nel caso l'assottigliamento sia di tipo localizzato e, in particolare, quando si teme un pitting. In questo caso un numero limitato di punti misurati sulla piastra hanno una probabilità molto bassa di intercettare le depres-

sioni più meno profonde. I cinque punti per lastra, considerando le sue tipiche dimensioni, non risultano affidabili per l'intercettazione di fenomeni di pitting. Un'intensificazione dei punti di misura può essere utile, ma la probabilità di intercettare i danneggiamenti più profondi cresce molto lentamente con l'aumentare dei punti di misura, mentre i costi aumentano in modo lineare. Sul mantello e tetto la corrosione è più uniforme ed eventuali fenomeni localizzati innescati ad esempio da danni al rivestimento superficiale sono facilmente controllabili con l'esame visivo. In particolare, se il mantello appare alla vista in buone condizioni, può essere sufficiente controllare una lastra per virola verificando in particolare quella più accessibile con la scala esterna. Questa soluzione è ottimale con scala elicoidale che consente ad ogni virola di controllare una lastra ad angolazione diversa. Per il fondo invece la misura ad ultrasuoni presenta alcuni elementi di incertezza, dei quali occorre tenere conto nella fase di gestione delle misure. In particolare, le valutazioni della velocità di deterioramento o del tempo per l'ispezione successiva vanno fatte con criteri fortemente precauzionali.

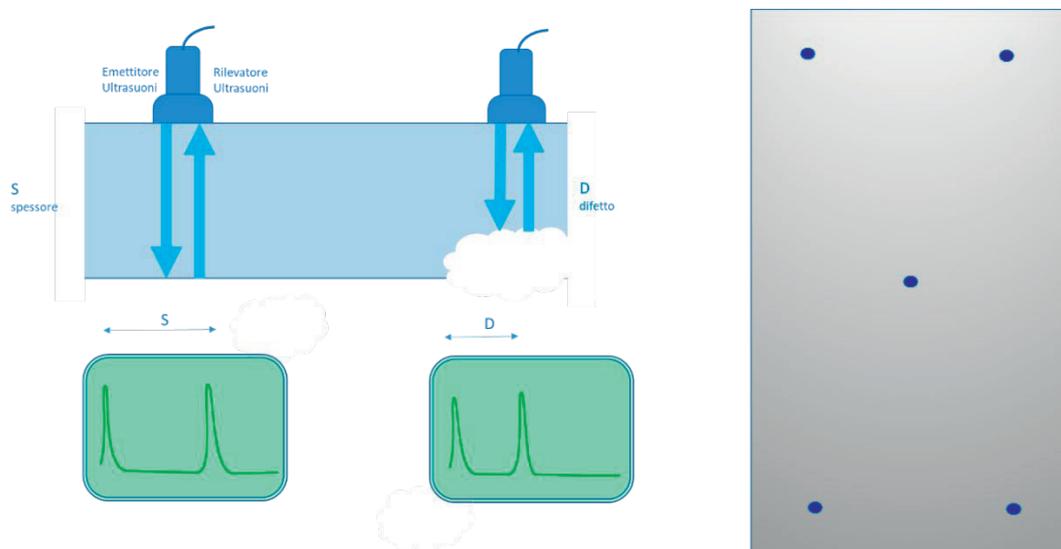


Figura 9 - Principio fisico e tecniche per le misure spessimetriche ultrasoniche

Le misure spessimetriche sono nella prassi industriale da decenni; nel tempo gli enti normatori nazionali ed internazionali hanno perfezionato i documenti che specificano le procedure da seguire in questa importante attività [UN-019].

2.3.3. Misure di Flusso Magnetico

La tecnica basata sulla perdita di flusso magnetico MFL (magnetic flux leakage) è diventata negli ultimi anni l'alternativa più diffusa al controllo spessimetrico a mezzo ultrasuoni del fondo dei serbatoi. Il principio di misura sfrutta le proprietà magnetiche del metallo (Figura 10). Applicando un flusso magnetico su una piccola area, si avrà un assorbimento proporzionale al volume di materiale presente. In corrispondenza di danneggiamenti più estesi si rileva un minore flusso magnetico assorbito. Il principio fisico è molto simile a quello del metodo magnetoscopio (MT), normalmente utilizzato per verificare la presenza di difetti nelle saldature.

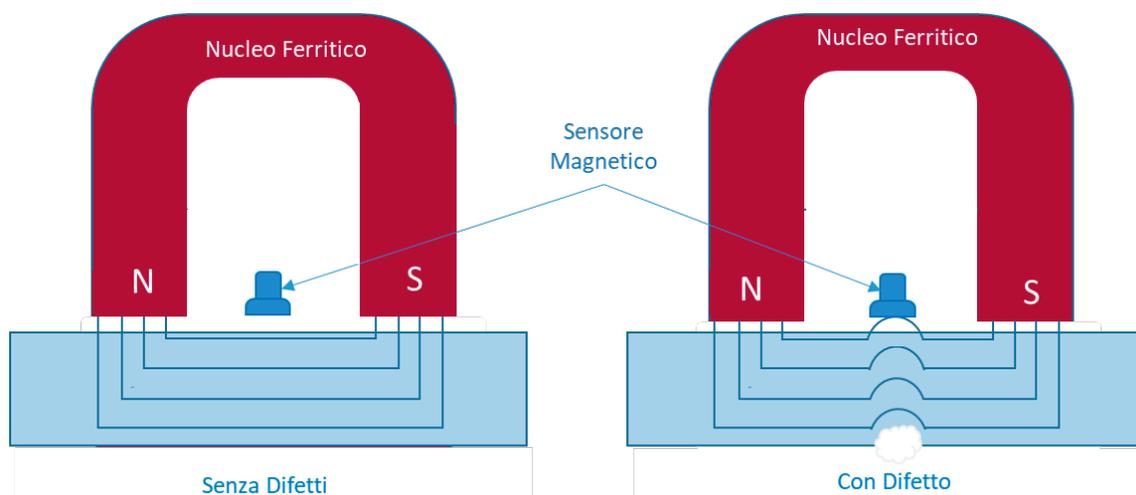


Figura 10 - Principio fisico della perdita di flusso magnetico

Mentre nel normale magnetoscopio i poli vengono posizionati a cavallo della saldatura, il sistema di misurazione per i fondi ha due poli più ravvicinati che vengono mossi lungo linee parallele alla lastra, con una strategia simile a quella di una normale lucidatrice da pavimenti (Figura 11). Anche esternamente il sistema di misura è simile ad un elettrodomestico, con l'operatore che muove il manico ed una base che alloggia i due poli magnetici. Questo permette di acquisire punti con una continuità di pochi centimetri sull'intero fondo, con una precisione molto soddisfacente. A differenza della spessimetria ultrasonica, che fornisce un valore esatto nel punto, le misurazioni magnetiche sono di tipo volumetrico, danno cioè informazioni sul volume complessivo del danno rilevato, sono quindi in grado di evidenziare corrosioni che interessano sia il lato calpestabile (top side) sia il lato non calpestabile (bottom side). Un limite della tecnologia è rappresentato dall'ingombro della strumentazione. Sulle parti più vicine ai bordi, in particolare, l'interferenza con le pareti verticali può essere un impedimento. Per le aree all'estremo dei serbatoi, come pure per i serbatoi ad accessibilità ridotta l'utilizzo della spessimetria ultrasonica resta l'unica soluzione. Per maggiori dettagli sull'esame dei fondi dei serbatoi con tecniche di MFL si rimanda alla letteratura scientifica [KA-004; ZH-020; GI-017; IM-020]

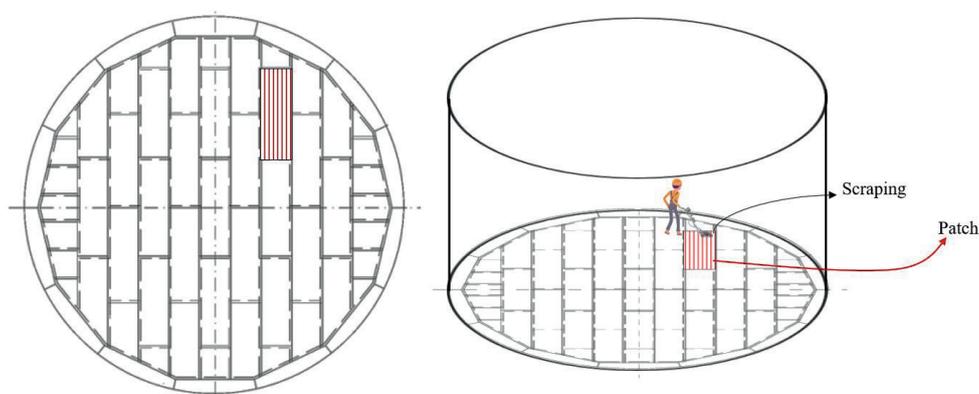


Figura 11 - Tecnica di misura con flusso magnetico

2.3.4. Emissione Acustica

Le Emissioni Acustiche (nel seguito brevemente indicate EA) sono onde meccaniche, nel range di ultrasuoni generalmente definito tra i 20 kHz e 1 MHz, prodotte dal movimento repentino di discontinuità interne ai materiali sottoposti a sollecitazione e quindi dal conseguente rapido rilascio di energia. Nei materiali in cui hanno luogo processi dinamici, come deformazioni, fratture o transizioni di fase, si verifica un rilascio di energia elastica sotto forma di onde elastiche impulsive (Figura 12). In corpo, soggetto ad una sollecitazione, in presenza di difetti preesistenti si può avere l'innescò e propagazione di micro fessurazioni a livello locale con conseguente rilascio di una certa energia. Inoltre si può determinare una redistribuzione delle sollecitazioni che dipenderà dal fenomeno nella sua interezza e che coinvolgerà tutto il sistema considerato. Non appena tale ri-distribuzione delle sollecitazioni attraversa una zona in cui si sono già verificate delle fratture è possibile che se ne verifichino di nuove, poiché in questi punti la struttura è più sensibile. Ciò implica una vera e propria reazione a catena che favorirà il progredire di ciascuna frattura esistente, piuttosto che il formarsi di nuove.

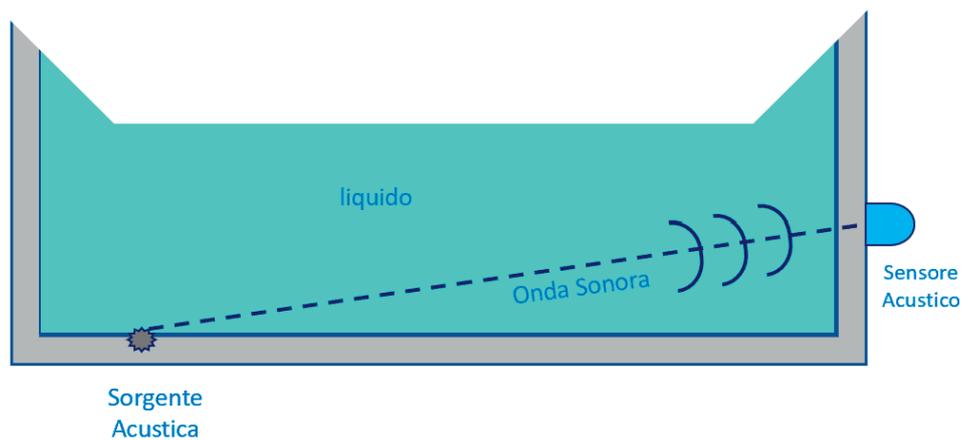


Figura 12 - Misura a emissioni acustiche principio fisico

Le prime osservazioni di EA nei metalli furono effettuate da fabbri, i quali “ascoltarono” il “grido” dello stagno durante la sua deformazione. Generalmente, il primo lavoro scientifico nel quale venne introdotta la moderna metodologia della EA è quello del fisico tedesco Kaiser, che per primo riuscì ad utilizzare una strumentazione elettronica per rivelare le emissioni sonore emesse dai metalli durante la deformazione [KA-953]. Egli trovò che tutti i sette metalli investigati, inclusi lo zinco, l'acciaio, l'alluminio, il rame e il piombo, manifestavano attività acustica e che tale attività era irreversibile nel senso che essa scompariva durante un processo di ricarica del materiale, fin quando il livello dello sforzo non avesse superato il suo precedente valore. Tale fenomeno è ora noto come “effetto Kaiser” e si è rivelato di notevole utilità negli studi con l'EA.

Con le EA non sono quindi rilevabili difetti statici che non evolvono con l'applicazione del carico mentre sono invece ben rilevabili tutte quelle discontinuità che sotto l'azione di un carico (pressione, gradiente termico, ecc.) evolvono rilasciando energia (sotto forma di onde elastiche) come ad esempio una “cricca” o anche forme di corrosione attiva che produce il distacco di minuscole particelle di materiale (*debonding*) e quindi di energia elastica.

Nel caso dei serbatoi atmosferici (vedi Figura 13) è comprensibile che il monitoraggio dell'EA non possa essere eseguita durante operazioni di riempimento e svuotamento a causa dell'interferenza con le vibrazioni di pompa e tetto mobile (a meno di monitorare e valutare preventivamente il livello del rumore di fondo prodotto da tali elementi). Anche il *noise* indotto dalle precipitazioni o dalle operazioni sui serbatoi contigui potrebbe introdurre segnali spuri in grado di falsare le misure.

Nella Tabella 3 si riportano le principali peculiarità della metodologia EA confrontata con altri metodi non distruttivi (PnD).

Tabella 3 - Confronto metodologia EA e altri metodi

Emissione Acustica	Altri metodi PnD
Individua l'evoluzione dei difetti	Individuano la forma geometrica dei difetti
Richiede l'applicazione di un carico	Non richiedono caricamento
Ogni caricamento è unico	L'ispezione è ripetibile
È particolarmente sensibile al tipo di materiale	Meno sensibili al tipo di materiale
È meno sensibile alla geometria	Più sensibili alla geometria
È meno intrusivo nei confronti degli impianti o dei processi	Più intrusivi nei confronti degli impianti o dei processi
Richiede solo l'accesso per i sensori	Richiedono l'accesso all'intera area da ispezionare
Prova l'intera struttura in una sola volta	È possibile scansionare solo regioni locali in sequenza
Problemi principali: presenza di rumori che possono interferire con le misure	Problemi principali: dipendenza dalla geometria

Se da un lato la tecnica dell'EA non dà informazioni sulla geometria delle discontinuità, dall'altro è in grado di individuare quelle che evolvono durante l'applicazione del carico e che quindi sono caratterizzate da una maggiore criticità. A parte queste difficoltà la misura dà informazioni utili ad individuare e circoscrivere le aree maggiormente soggette ai fenomeni degenerativi. La tecnica EA è una tecnica "ufficiale" in Europa, in quanto presente nella raccolta BREF, come già discusso al precedente paragrafo 1.3. Le indicazioni della BREF sono comunque di massima e non forniscono dettagli operativi. Riferimenti sulle emissioni acustiche si trovano nella già citata linea guida del Ministero Francese dello sviluppo sostenibile [DT-015]. L'Istituto giapponese per l'Alta Pressione da oltre 15 anni adotta una linea guida, ufficiale anche se non obbligatoria, per il controllo periodico dei serbatoi atmosferici. Anche se la linea guida completa è disponibile solo in giapponese, i contenuti sono ben sintetizzati in un articolo in inglese ad accesso libero [YU-007]. Le norme API non includono le EA nella lista delle tecniche adeguate per il monitoraggio dei serbatoi atmosferici, a differenza di quanto fanno per i recipienti in pressione. Questo non vuol dire che le EA siano escluse dalla pratica corrente delle raffinerie, anche perché ad oggi sono ancora le uniche tecniche PnD impiegate per controllare i fondi dei serbatoi in esercizio ad avere ottenuto un riconoscimento "ufficiale", in contesti nazionali (Francia e Giappone) ed internazionali (Europa) che non possono essere ignorati.

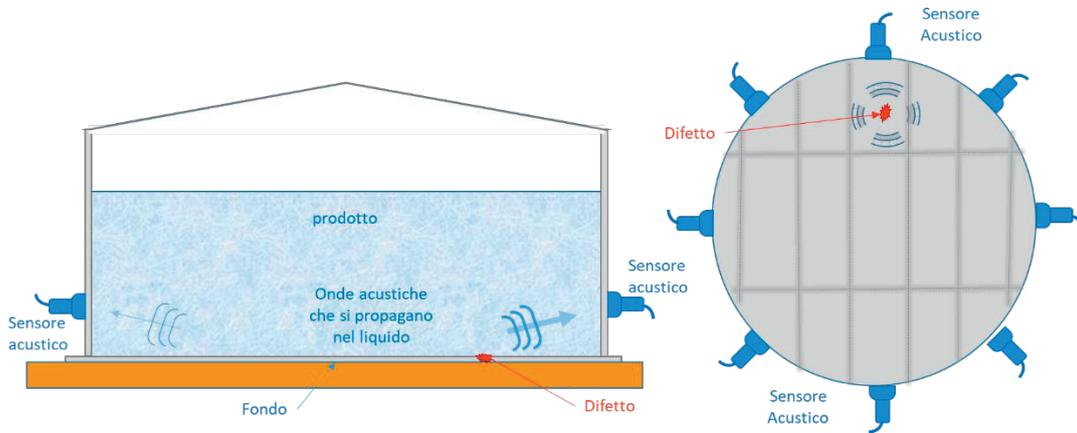


Figura 13 - Applicazione della tecnica delle emissioni acustiche a serbatoi atmosferici

2.3.5. Misure robotizzate

L'uso di robot strumentati con sensori UT, calati sul fondo di serbatoi pieni, è una soluzione potenzialmente interessante per verificarne le condizioni in fase di esercizio. La soluzione è ispirata in qualche modo ai cosiddetti "pig" utilizzati per le misure sugli oleodotti. Questi ultimi sono però molto più semplici perché si muovono con un solo grado di libertà, sfruttano il flusso ed hanno una superficie da misurare relativamente ridotta. Al contrario i robot si devono muovere sulle due dimensioni, devono coprire una superficie molto vasta e devono essere dotati di sensoristica UT per la misura, nonché sensoristica di posizione e contatto per gestire tutti i movimenti all'interno del serbatoio come pure di un cordone per l'alimentazione elettrica e trasmissione dati [AN-018]. Per ottenere l'efficienza richiesta da standard rigorosi come il citato API 653 è necessario un software di controllo, che permetta una copertura di tutto il fondo e l'esatto posizionamento dei dati di misura ottenuti. Allo stato attuale, qualche sito industriale più avanzato sta sperimentando con successo l'utilizzo di robot per misure [SL-019][SU-008]. È stata anche dimostrata in ambito industriale la possibilità di montare un misuratore di flusso magnetico convenzionale su un sistema robotizzato [TU-016]. In questo caso il vantaggio è solo quello di evitare l'accesso dell'operatore in ambiente confinato e di ridurre i possibili errori, è però necessario lo svuotamento e pulizia del fondo e quindi non è interessante per i controlli in esercizio.

2.3.6. Onde Guidate

La tecnica delle onde guidate (GW) presenta analogie con la spessimetria ultrasonora, nel senso che utilizza, in modo diverso, un'analogia sorgente sonora. Questa, anziché perpendicolare alla superficie, sarà angolata in modo da creare un'onda che si trasmette dentro la lastra con le due superfici che fanno appunto da guida (Figura 14). La presenza di eventuali discontinuità causa una parziale riflessione dell'onda. La misura dell'onda riflessa fornisce informazioni sulla posizione e consistenza della discontinuità. La tecnica è usata nella pratica comune per le verifiche delle tubazioni, ma è stata provata con un certo successo anche sui fondi dei serbatoi. Le lastre del fondo vengono eccitate dalle sonde dall'esterno attraverso il trincarino o, in alternativa, dalla base della prima virola. Le saldature fra le lastre rappresentano discontinuità note, che vengono

naturalmente rilevate dall'analisi dei segnali ultrasonori riflessi; la presenza di ulteriori segnali è dovuta a danneggiamenti presenti nelle lastre. Spostando sorgente e trasduttore lungo la circonferenza si ottiene una sorta di tomografia, che, eliminando i segnali dovuti alle saldature, permette di individuare i difetti presenti e stimarne approssimativamente l'entità. Si tratta di un metodo di non semplice applicazione, che richiede l'uso di software molto accurati, per evitare falsi positivi e personale altamente qualificato. Ad oggi le sperimentazioni sono incoraggianti ed in futuro si potrebbe pensare ad una applicazione sistematica per le misure dei serbatoi in servizio. Per dettagli maggiori sulle onde guidate, si fa riferimento alla letteratura scientifica [CA-021] [CO-018] [MA-011].

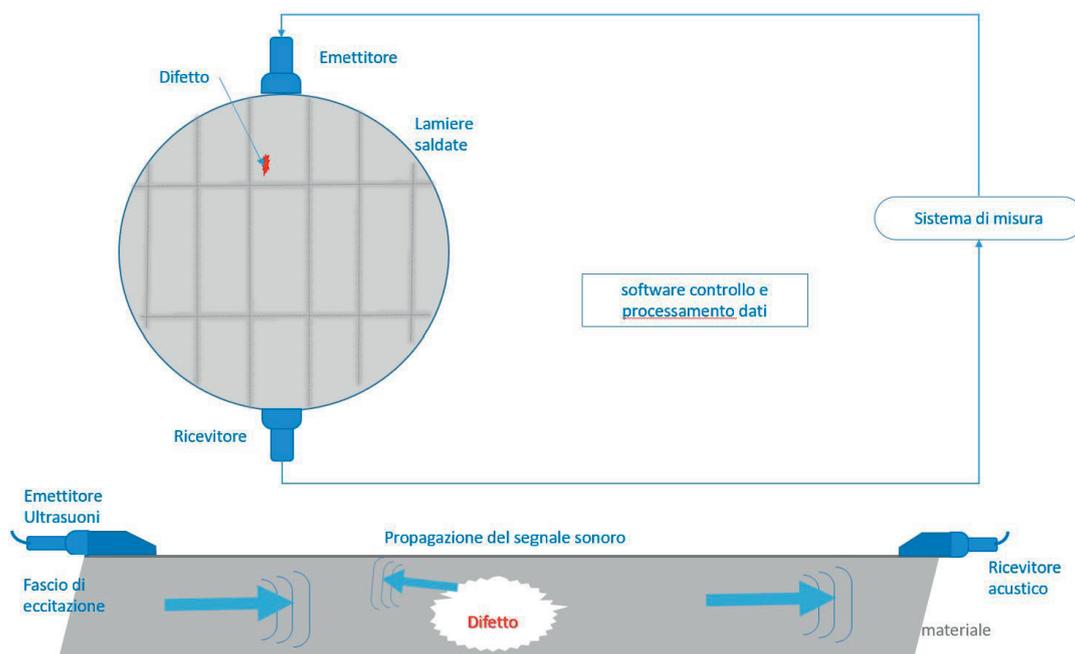


Figura 14 - Principio fisico delle misure ad onde guidate GW

2.4. Organizzazione delle verifiche e dei controlli

2.4.1. Ispezioni periodiche d'integrità

La programmazione delle ispezioni sui serbatoi ha lo scopo di assicurare che nel tempo le caratteristiche di integrità si mantengano inalterate o, in ogni caso, non si evidenzino discontinuità non accettabili, prevenendo in particolare deformazioni, trafilamenti o rotture delle membrature (tetto, fondo e mantello). Alcune verifiche strumentali possono essere fatte solo con il serbatoio fuori servizio, mentre altri controlli possono essere eseguiti anche con il serbatoio in esercizio. La periodicità delle ispezioni complete deve essere sufficientemente lunga da garantire la disponibilità del serbatoio per gran parte del tempo di vita ma non troppo lunga, altrimenti la probabilità di rotture e perdita di contenimento supera le soglie della credibilità. La strategia suggerita è quella di pianificare una fermata su base decennale, durante la quale il serbatoio verrà svuotato e bonificato. La periodicità può essere anche estesa, nel caso di doppio fondo o condizioni verificate

particolarmente buone, oppure ridotta in caso in cui condizioni di moderato deterioramento siano già evidenti. La procedura per l'ispezione periodica dei serbatoi richiede che un operatore liberi completamente il serbatoio di prodotto e vapore. Il prodotto viene scaricato prima attraverso linee fisse e poi in linee temporanee per rimuovere la maggior parte del volume. Per la rimozione del prodotto residuo vengono di solito utilizzati spatole, diluenti a base nafta e acqua. Occasionalmente, vengono utilizzati i ventilatori, a volte insieme ad apparecchiature di recupero/combustione per rimuovere i vapori del serbatoio. Una volta che il serbatoio è bonificato, il fondo della vasca è preparato per l'ispezione, spesso mediante sabbiatura. A causa del tempo, delle ostruzioni interne del serbatoio e dei costi, l'ispezione UT del 100% del pavimento del serbatoio non è fattibile. La maggior parte delle ispezioni misura lo spessore del fondo su una percentuale ben distribuita e quindi si stima lo spessore minimo del pavimento utilizzando il metodo dell'analisi dei valori estremi (EVA), uno strumento statistico per stimare la probabilità che si verifichino valori estremi sulla base delle misure eseguite. I criteri di questa pratica per valutare lo spessore minimo delle piastre del fondo sono forniti dalle API 575 capitolo 8.4.4. [AP-575]. L'utilizzo delle tecniche MFL consente di ridurre i costi e i tempi di ispezione, ma resta comunque il problema degli ostacoli, nonché dei punti d'angolo non raggiungibili dall'apparecchiatura. Una pratica corrente è l'integrazione delle misure MFL con misure puntuali UT per i punti d'angolo. Restano comunque ostacoli difficili quali pozzetti e tubazioni, nonché eventuali serpentine di riscaldamento o miscelatori posti all'interno del serbatoio.

La procedura ispettiva deve prevedere, assieme alle misure del fondo già discusse, una verifica sistematica di tutta la struttura, con misure spessimetriche accurate del mantello e del tetto. Nelle verifiche periodiche vanno eseguiti anche i controlli strutturali e i controlli DEGLI accessori, inclusi tubi di connessione, sistemi accesso, fondazione e bacino di contenimento.

2.4.2. Ispezioni basate sul rischio RBI

La programmazione delle ispezioni basate sul rischio RBI, già accennata al §1.1.2 è altamente raccomandata per determinare il livello di efficacia richiesto alle verifiche strumentali e la loro periodicità delle ispezioni sui serbatoi, integrandola con eventuali obblighi normativi se presenti. Non rientra negli scopi del quaderno una discussione delle tecniche RBI, ma si ritiene utile qualche breve nota sull'applicazione della linea guida API 581 ai serbatoi atmosferici. La valutazione del rischio si articola nel calcolo della probabilità di guasto e delle conseguenze del guasto. Per il calcolo delle frequenze si parte da frequenze generiche di guasto valide per intere classi di attrezzature. Queste frequenze vengono poi modulate, attraverso due fattori moltiplicativi uno che tiene conto degli aspetti più propriamente fisici (DF Damage Factor) e uno di quelli gestionali. Il fattore gestionale si basa su una valutazione a punti del sistema di gestione e da solo porta ad un'oscillazione della frequenza di almeno un ordine di grandezza in un senso o nell'altro. Il calcolo del DF, che considera la corrosione e le altre forme di deterioramento possibili nelle varie attrezzature è abbastanza complesso e consente oscillazioni fino a tre ordini di grandezza rispetto alle frequenze generiche. All'interno di API 581, parte 2, allegato B, il paragrafo 14 è tutto dedicato specificamente alla corrosione dei fondi dei serbatoi atmosferici, che agisce sia dal lato prodotto, e alla quale contribuiscono molti parametri facilmente quantificabili, incluso resistività e temperatura del suolo, caratteristiche del basamento, eventuale protezione galvanica, corrosività e temperatura del prodotto. L'allegato C alla parte 2 dettaglia tecnologie e metodi idonei

a raggiungere i diversi livelli di efficacia di prove e controlli da eseguirsi in funzione del rischio. Si considerano 4 livelli, dal livello A quello di massima efficacia e costo, per le situazioni di alto rischio, fino al livello D, efficacia ridotta per situazioni di rischio molto basso. Esiste anche un livello E, inefficacia, che non è mai da utilizzare. Per i serbatoi l'appendice contiene tre tabelle da 2.C.5.1 a 2.C.5.3, l'ultima specifica per i fondi. Per il livello A si richiede l'uso di tecniche MFL su almeno il 90% della superficie + misure addizionali UT + esame visivo 100%, per il livello B MFL su almeno il 50% + analisi dei valori estremi (o misure addizionali UT) + esame visivo 100%, per il livello C MFL su 5-10% + misure addizionali UT + esame visivo 100%, Livello D solo misure UT a spot esame visivo 50%. L'esame visivo in caso di fondi rivestiti è sostituito da prove sul rivestimento con spugna sulla superficie, al 100% per livello A, 75% livello B, 50% livello C e meno del 50% per livello D.

Il metodo API 581 richiede anche la valutazione delle conseguenze dei guasti, definendo per ogni attrezzatura le possibili modalità di guasto e la potenziale estensione dei danni in funzione del prodotto contenuto e del valore dei potenziali bersagli. All'interno di API 581, parte 3, la sezione 6 è dedicata per intero alle rotture dei serbatoi di stoccaggio e relative conseguenze. La periodicità delle ispezioni e le relative tecniche di controllo sono scelte in modo da ridurre al minimo le frequenze attese di guasto, in particolare dove le possibili conseguenze sono più alte.

Negli stabilimenti più semplici, come discusso al precedente paragrafo 1.1.2, l'applicazione completa delle normative API può risultare onerosa e le già citate linee guida per serbatoi, fra le quali la EEMU 159, forniscono strumenti operativi semplificati, ma sempre coerenti con i contenuti delle API, indiscusso riferimento conoscitivo per tutto il settore petrolifero e affini.

2.4.3. Ispezioni funzionali

Fra una ispezione completa e la successiva è però necessario compiere ulteriori prove e misure dirette sulle parti accessibili, nonché misure indirette o di screening che confermino le condizioni delle superfici interne. Per le parti mobili, tetto galleggiante e sistemi di drenaggio vanno anche fatti controlli per assicurarne nel tempo le caratteristiche di funzionalità. La Tabella 4 riporta le principali misurazioni da eseguirsi durante la fermata e quelle da programmare con una certa frequenza per i serbatoi in esercizio. Per i serbatoi soggetti alla legge navale (vedi §1.2.5), la frequenza delle ispezioni è fissata a 3 anni e questa è pure l'indicazione seguita solitamente anche nelle autorizzazioni AIA (vedi §1.2.2). Negli altri settori, in mancanza di vincoli cogenti, l'indicazione triennale è comunque la più ragionevole per i controlli funzionali.

Tabella 4 - Misurazioni da eseguire durante la fermata e quelle periodiche da programmare

Parte	Verifiche d'integrità periodiche tipicamente su base decennale	Verifiche funzionali e misure indirette su base triennale
Fondo	VT, MFL (se possibile), UT almeno 5 punti/lastra	EA GW (sperimentale)
Trincarino	UT almeno 3 punti per lastra curva.	VT, eventualmente MT
Mantello	UT misure interne ed esterne secondo accessibilità	VT
Tetto Fisso	UT almeno 5punti/lastra	VT
Tetto Mobile	UT almeno 5punti/lastra + cassoni	Verifica drenaggio
Parti di sicurezza connessioni	VT su scale, tubi, dreni, passi d'uomo, ecc.	VT su scale, tubi, dreni, passi d'uomo, ecc.
Piattaforma	VT Verifica conservazione + Verifica orizzontalità e verticalità del serbatoio	VT verifica conservazione
Cordolo	VT Verifica conservazione	VT Verifica conservazione
UT spessimetria ultrasonica VT esame visual MFL perdita di flusso magnetico MT Misure magnetoscopiche EA Emissioni Acustiche		

2.4.4. Controlli quotidiani

Le ispezioni sistematiche svolte periodicamente non esauriscono i compiti del gestore. Nella gestione quotidiana dei serbatoi è necessario controllare regolarmente le parti in vista, incluso trincarino, tubazioni di connessione, base in cemento e bacino di contenimento. L'eventuale presenza di prodotto dentro il bacino di contenimento può essere il sintomo di perdite occulte dal fondo e va indagato con attenzione. L'eventuale crescita di vegetazione all'interno del bacino deve essere controllata con interventi mirati. Anche il rivestimento superficiale deve essere seguito con attenzione: eventuali danneggiamenti della verniciatura possono infatti essere accelerare i processi corrosivi sul mantello. È auspicabile includere nelle procedure di esercizio, una passeggiata attorno ai serbatoi, da farsi con frequenza possibilmente giornaliera.

3 Nuovi risultati per l'integrità dei fondi di serbatoi

Il fondo, fra tutti i componenti dei serbatoi di stoccaggio atmosferici, è quello che presenta forse le maggiori criticità. Nella fase di esercizio è il componente strutturale più difficile da controllare, a differenza di mantello, tetto, che sono sempre accessibili e misurabili almeno dal lato esterno. È anche il componente più vulnerabile, in particolare, rispetto all'inevitabile ingresso di acqua che si stratifica al di sotto dei prodotti petroliferi, tutti più leggeri dell'acqua. Inoltre le conseguenze di eventuali danneggiamenti del fondo spesso vengono rilevati tardivamente, dopo che hanno creato

gravi danni al suolo, alle falde acquifere ed eventualmente a corpi idrici posti anche ad una distanza dalle installazioni. L'esperienza operativa, discussa in dettaglio al §2.1 conferma appieno l'importanza dell'integrità dei fondi ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti. Infine, l'interesse per la questione dei fondi rappresenta anche una sfida scientifica, perché l'unica possibilità per avere un monitoraggio attendibile delle condizioni del fondo, senza comprometterne la disponibilità, è quella di uso metodi prognostici avanzati, validandoli con prove sperimentali. Attraverso le conoscenze della chimica e fisica dei processi e la padronanza di metodi matematici avanzati, è possibile "vedere" cose che non riuscirebbero a vedere né gli occhi né la strumentazione. Nella presente sezione si discute nel dettaglio la metodologia innovativa sviluppata dagli autori all'interno del progetto di ricerca MAC4PRO del quale si è già detto in precedenza. La sezione comprende una discussione generale del metodo e dei suoi fondamenti matematici, nonché l'applicazione ad un caso specifico, che ha funzionato da test di validazione del metodo stesso. Verranno presentati anche l'avvio di uno studio sperimentale per la modellazione del fenomeno della corrosione localizzata del fondo per uno specifico sistema e lo sviluppo di un sensore virtuale per il controllo dell'invecchiamento a supporto degli ispettori.

3.1. Stato dell'arte della ricerca

Come discusso ampiamente nella Sezione 2.2, le misure di integrità del fondo dei serbatoi di stoccaggio atmosferici possono essere eseguite solo quando il serbatoio è vuoto. Le emissioni acustiche, già testate in recenti progetti di ricerca [DE-019], potrebbero essere utili per verificare la presenza di degrado in corso su serbatoi in servizio; tuttavia esse sono assolutamente complementari alle misurazioni dirette dello spessore. Durante le fermate pianificate, l'intero fondo viene attentamente esaminato attraverso l'esecuzione di misure di spessori con le tecniche presentate nelle sezioni precedenti. I costi indiretti per uno screening completo del fondo del serbatoio sono indipendenti dalle tecniche e, comunque, risultano molto elevati, in quanto il serbatoio deve essere messo fuori servizio per un lungo periodo, svuotato e bonificato; quindi i lavoratori, compresi gli ispettori, durante l'esecuzione delle misure devono rimanere a lungo in un ambiente altamente pericoloso. Pertanto, sebbene l'intervallo di ispezione tipico sia 10 anni, nella pratica corrente sono accettate estensioni. Tali intervalli possono anche essere ridotti al fine di garantire che il tempo medio, prima del raggiungimento di condizioni di non sicurezza (con riferimento allo spessore minimo), sia molto inferiore al tempo atteso per la successiva ispezione.

Sulla base degli standard più comuni [EE-014] [API-581], il tasso di corrosione si calcola come rapporto tra la riduzione dello spessore e l'intervallo di rilevamento e viene utilizzato per prevedere il tempo di vita residuo (residual useful lifetime, *RUL*) e pianificare una manutenzione appropriata volta alla prevenzione dei rilasci di sostanze pericolose. Purtroppo, le misurazioni discrete di spessore non possono determinare con certezza la profondità massima di corrosione delle lastre di fondo, dove solitamente i materiali presentano corrosione localizzata sotto forma di pit. Per questo motivo, al fine di valutare il rischio di perforazione del serbatoio di stoccaggio, è importante utilizzare un approccio probabilistico con l'utilizzo di una modellazione stocastica del fenomeno. A tale scopo è frequente l'uso della teoria dei valori estremi [HSE-002; SH-011; VE-009]. La letteratura mostra diverse applicazioni di approcci statistici alla corrosione, basati sull'analisi dei valori estremi: Joshi ha caratterizzato i dati di corrosione ottenuti da UTM effettuate sulle piastre dei fondi dei serbatoi di stoccaggio di petrolio greggio

fuori terra [JO-994]; Shibata ha determinato il periodo di ritorno ottimale e predetto la massima corrosione in un diagramma di Gumbel [SH-991]; Bolzoni et al. hanno applicato i modelli probabilistici per la descrizione della corrosione localizzata nell'industria petrolifera [BO-006]; Kasai et al. hanno combinato l'analisi dei valori estremi e l'inferenza Bayesiana per la previsione della massima profondità di corrosione [KA-016]. Numerosi altri studi usano l'approccio stocastico per la previsione della probabilità di guasto di tubazioni, componenti e macchinari [LE-005; SC-004; IS-982].

Una valutazione probabilistica del tempo di vita del serbatoio, che tiene conto degli aspetti stocastici della corrosione, potrebbe anche essere utile per una comprensione più rigorosa della ragionevolezza degli approcci adottati dalle pratiche comuni, soprattutto quando possono essere sfruttate poche misure puntuali di spessore. Ovviamente l'ideale sarebbe l'integrazione di misure parziali o indirette, eseguite durante il normale funzionamento dell'apparecchiatura. Nei paragrafi che seguono si riporta lo studio condotto per la derivazione di un modello di previsione del danno massimo atteso rispetto ai meccanismi di deterioramento che influenzano il fondo dei serbatoi di stoccaggio atmosferici. Il modello è stato sviluppato mediante un'analisi delle misure di spessore ottenute durante delle ispezioni.

3.2. Metodologia per la stima del tempo residuo di vita

La metodologia proposta per la stima del tempo residuo di vita di un serbatoio combina la teoria dei valori estremi, utilizzata con l'approccio dei massimi in un intervallo, e l'inferenza Bayesiana per elaborare i dati raccolti durante le ispezioni con UTM.

La corrosione localizzata è un processo stocastico che può assumere forme diverse, le cui statistiche potrebbero essere diverse. La scelta della distribuzione di probabilità è determinante per il suo successivo utilizzo. Come ben noto, l'applicazione della statistica si basa sull'evidenza che un'intera popolazione di dati di un campione ha associata la stessa distribuzione di probabilità dell'intero set di dati. Facendo riferimento all'insieme delle profondità massime di corrosione del fondo di un serbatoio atmosferico (x), all'aumentare del numero delle misure (n), il comportamento statistico della variabile si stabilizza e la distribuzione dei valori estremi tende ad alcune forme limite [GU-958]. Queste distribuzioni limite sono classificate in 3 tipi in base alla forma:

$$F_I(x) = \exp\left[-\exp\left(-\frac{x-\beta}{\alpha}\right)\right] \quad \text{tipo I} \quad (1)$$

$$F_{II}(x) = \begin{cases} 0 & x < \beta \\ \exp\left(-\left(\frac{x-\beta}{\alpha}\right)^{-k}\right) & x \geq \beta \end{cases} \quad \text{tipo II} \quad (2)$$

$$F_{III}(x) = \begin{cases} \exp\left(-\left(\frac{x-\beta}{\alpha}\right)^k\right) & x \leq \beta \\ 0 & x > \beta \end{cases} \quad \text{tipo III} \quad (3)$$

dove: x = massima profondità di corrosione per ogni lastra costituente la pavimentazione del fondo del serbatoio (differenza tra spessore nominale e spessore misurato); $F(x)$ = funzione probabilità cumulata; α , β e k = parametri della distribuzione (rispettivamente parametro di scala, di posizione e di forma).

La distribuzione di Gumbel o tipo I è in genere la più utilizzata. In ogni caso, dopo la scelta del tipo di distribuzione e la sua trasformazione nel tipo I, nel caso il fitting migliore si abbia con una distribuzione di tipo diverso, il grafico può essere linearizzato introducendo una variata ridotta

$$y = \frac{x - \beta}{\alpha} \quad (4)$$

(y),

che consente di riscrivere l'equazione (1) nella forma (5):

$$y = -\ln \left[\ln \left(\frac{1}{F(y)} \right) \right] \quad (5)$$

La probabilità cumulata può essere calcolata semplicemente mediante l'equazione:

$$F(y) = \frac{i}{N + 1} \quad (6)$$

dove: N = numero totale di misure di profondità di corrosione; i = rango della misura.

Tracciando y in funzione di x , si ottiene in un diagramma semilogaritmico una linea retta (plot position), la cui pendenza e intercetta sono $1/\alpha$ e $-(\beta/\alpha)$. Il parametro di posizione β è la moda della distribuzione, ovvero il valore di corrosione più frequente, mentre il valore di α rappresenta la dispersione dei pit.

Come riportato sopra, la scelta della distribuzione è cruciale per il calcolo e l'accuratezza dei parametri di distribuzione. Esistono vari criteri per la verifica della distribuzione che meglio fitta i dati di profondità di corrosione [VO-017].

Per prevedere la probabilità del danno massimo atteso (ovvero la perforazione del fondo del serbatoio) e il tempo di vita residuo, mediante l'analisi statistica dei valori estremi e l'inferenza Bayesiana, sono richiesti le distribuzioni di probabilità del parametro di scala e di posizione al tempo a cui si vuole effettuare la previsione. Utilizzando ispezioni passate relative a gruppi di serbatoi con caratteristiche simili, è stata ottenuta una dipendenza temporale approssimativa per entrambi i parametri. L'interpolazione dei dati è stata effettuata come suggerito da Shibata [SH-991]. Sovrapponendo tutti gli andamenti temporali dei parametri di scala e di posizione dei serbatoi investigati, è stato possibile determinare la distribuzione dei parametri a un dato tempo (distribuzione di probabilità a priori) [MI-022].

Le formule per l'applicazione dell'inferenza Bayesiana sono le seguenti:

$$\chi''(\alpha | x) = \frac{\chi'(\alpha) \cdot f(x | \alpha)}{\int \chi'(\alpha) \cdot f(x | \alpha) \cdot d\alpha} \quad (7)$$

$$\lambda''(\beta | x) = \frac{\lambda'(\beta) \cdot f(x | \beta)}{\int \lambda'(\beta) \cdot f(x | \beta) \cdot d\beta} \quad (8)$$

dove: $\chi'(\alpha)$ e $\chi''(\alpha|x)$ = distribuzioni di probabilità a priori e a posteriori di α al tempo t ; $\lambda'(\beta)$ e $\lambda''(\beta|x)$ = distribuzioni di probabilità a priori e a posteriori di β dl tempo t ; $f(x|\alpha)$ e $f(x|\beta)$ = funzioni di verosimiglianza; x = massima profondità di corrosione.

I valori attesi per i due parametri ad un dato tempo consentono di elaborare una nuova *plot position*, attraverso la quale è possibile prevedere la probabilità di perforazione, il tasso di corrosione e il valore del *RUL*.

3.2.1. Raccolta dati

La variazione della distribuzione di probabilità di α e β nel tempo è stata studiata per due categorie di serbatoi usando un set di ispezioni effettuate su serbatoi con caratteristiche simili a quelli identificati come casi di studio. I dati sono stati resi disponibili nell'ambito di una convenzione sottoscritta tra Inail e l'associazione UNEM (Unione Energie per la Mobilità).

I dati utilizzati per la messa a punto del metodo provengono da 23 serbatoi differenti, elencati nella Tabella 5. Il diametro varia tra 10 e 40 metri. L'età media dei serbatoi è di 42 anni, al momento dell'ultima ispezione. Le ispezioni eseguite prima del 2010 sono tutte basate sulla tecnica UTM, mentre le più recenti utilizzano prevalentemente MFL. Sono state esaminate 2504 piastre in totale. Per ogni lastra erano disponibili almeno cinque misure nel caso di UTM, mentre le misure MFL sono sostanzialmente continue, con una risoluzione di pochi centimetri. Le informazioni sulle ispezioni precedenti e sul valore nominale erano disponibili per quasi metà dei serbatoi in elenco. All'interno erano stoccate due categorie di idrocarburi liquidi, vale a dire benzina e gasolio. Secondo la loro tipologia, i serbatoi sono stati raggruppati in serbatoi a tetto fisso e tetto galleggiante. I serbatoi con tetto galleggiante interno non sono stati investigati, in quanto non comuni in Italia. All'interno di ciascun gruppo sono stati inseriti solo quelli le cui caratteristiche consentono di considerarli simili dal punto di vista del meccanismo di corrosione. Le caratteristiche principali, prese in considerazione durante la selezione, sono state la combinazione tra prodotto stoccato e materiale del fondo, le dimensioni e le caratteristiche costruttive e le condizioni interne ed esterne.

Tabella 5 - Caratteristiche dei serbatoi utilizzati in questa indagine.

ID Tank	Prodotto	Numero Lastre	Anno costruzione
TK01	Gasolio	203	1965
TK02	Benzina	59	1965
TK03	Benzina	122	1972
TK04	Greggio	84	2012
TK05	Olio Combustibile	16	1954
TK06	Gasolio	64	1972
TK07	Gasolio	305	1975
TK08	Gasolio	39	2000
TK09	Benzina	51	2000
TK10	Benzina	65	1997
TK11	Gasolio	91	1997
TK12	Gasolio	82	2006
TK13	Gasolio	83	1984
TK14	Gasolio	80	1965
TK15	Gasolio	79	1965
TK16	Benzina	76	1965
TK17	Benzina	89	1965
TK18	Virgin Nafta	59	1962
TK19	Gasolio	209	1972
TK20	Benzina	209	1973
TK21	Gasolio	231	1990
TK22	Gasolio	88	1974
TK23	Gasolio	120	1965

3.2.2. Casi studio

I casi studio sono due grandi serbatoi di stoccaggio atmosferico, denominati *tank A* e *tank B*, le cui caratteristiche sono riportate nella Tabella 6. Il *tank A* è rappresentativo del gruppo “serbatoi a tetto fisso contenenti gasolio” (gruppo 1) e il *tank B* del gruppo “serbatoi a tetto galleggiante contenenti benzina” (gruppo 2). I parametri statistici di base per le due ispezioni di fondo sono riassunte nella Tabella 7. La corrosione è stata quantificata come differenza tra lo spessore nominale e lo spessore misurato.

Tabella 6 - Caratteristiche dei serbatoi oggetto di studio.

	Tank A	Tank B
Tipo	Serbatoio a tetto fisso	Serbatoio a tetto galleggiante
Sostanza	Gasolio	Benzina
Diametro	30 m	22 m
Materiale lastre del fondo	Acciaio al carbonio	Acciaio al carbonio
Numero lastre del fondo	64	59
Estensione fondo	707 m ²	380 m ²
Spessore nominale	7.5 mm	7.7 mm
Anno di messa in servizio	1972	1965
Anno ispezione 1	2002	1997
Tecnica ispezione 1	Ispezione visiva - UTM	Ispezione visiva - UTM
Anno ispezione 2	2018	2019
Tecnica ispezione 2	Ispezione visiva - UTM	MFL

Tabella 7 - Statistiche di base per le ispezioni del fondo.

Tank	ID ispezione	Anno	Tecnica di ispezione	Spessore medio	Deviazione standard	Massima profondità di corrosione
A	1	2002	UTM	7.11 mm	0.164	0.8 mm
	2	2018	UTM	6.63 mm	0.303	1.8 mm
B	1	1997	UTM	6.38 mm	0.270	2.5 mm
	2	2019	MFL	4.73 mm	0.419	4.34 mm

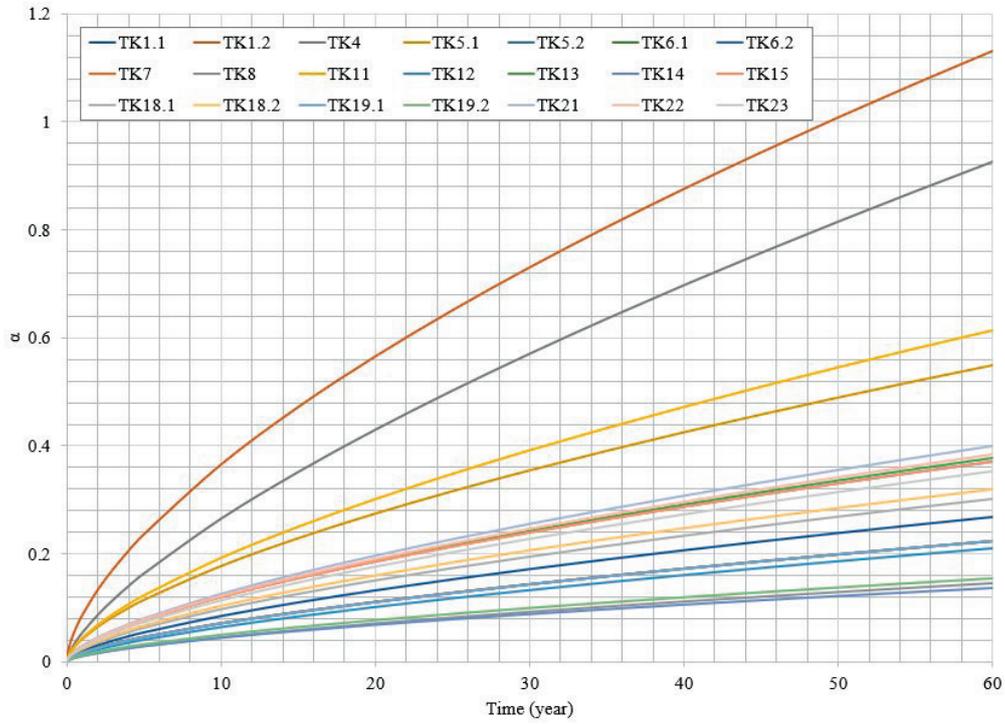
3.2.3. Analisi dei dati e discussione

Per ciascuna ispezione del fondo dei serbatoi di Tabella 5 è stata applicata la teoria dei valori estremi. Dopo l'identificazione della distribuzione di probabilità che meglio si adatta al set di dati, sono stati stimati i valori dei parametri di scala e di posizione. Utilizzando le ispezioni passate è stata ottenuta la dipendenza temporale per entrambi i parametri della distribuzione (Figura 15 e 16), che è una funzione di potenza con due parametri. Attraverso la sovrapposizione di tutti gli andamenti dei serbatoi che appartengono allo stesso gruppo, è stato possibile determinare la distribuzione dei parametri ad un dato tempo (distribuzione di probabilità a priori).

Successivamente, sono stati analizzati i set delle massime profondità di corrosione, ottenuti dall'elaborazione dei dati raccolti durante le ispezioni 1 e 2 dei *tank A* e *B*. Sono stati identificati i tipi di distribuzione che fittano meglio i dati usando il software ModelRisk [VO-017], la distribuzione di tipo I si adatta bene ad entrambe le ispezioni del *tank A*, anche se c'è un lieve allineamento con la distribuzione di tipo II per valori di x più grandi per l'ispezione del 2002 (Figura 17 a e b); anche nel caso del *tank B* il miglior fitting si ha con la distribuzione di tipo I per entrambe le ispezioni, tranne un piccolo allineamento con la distribuzione di tipo III per alti valori di x per l'ispezione del 1997 (Figura 17 c e d). Utilizzando le plot position più recenti (Figura 18), è stato possibile determinare le probabilità di avere un pit con una profondità inferiore o uguale al valore critico (quando dal grafico non è stata possibile la lettura, si è proceduto al calcolo numerico della probabilità usando i parametri della distribuzione e le Equazioni 4 e 5). La profondità critica è stata assunta come lo spessore nominale del-

la lastra sottratto di 2.5 mm, che è il valore di soglia precauzionale proposto da EEMUA [EE-014].

(a)



(b)

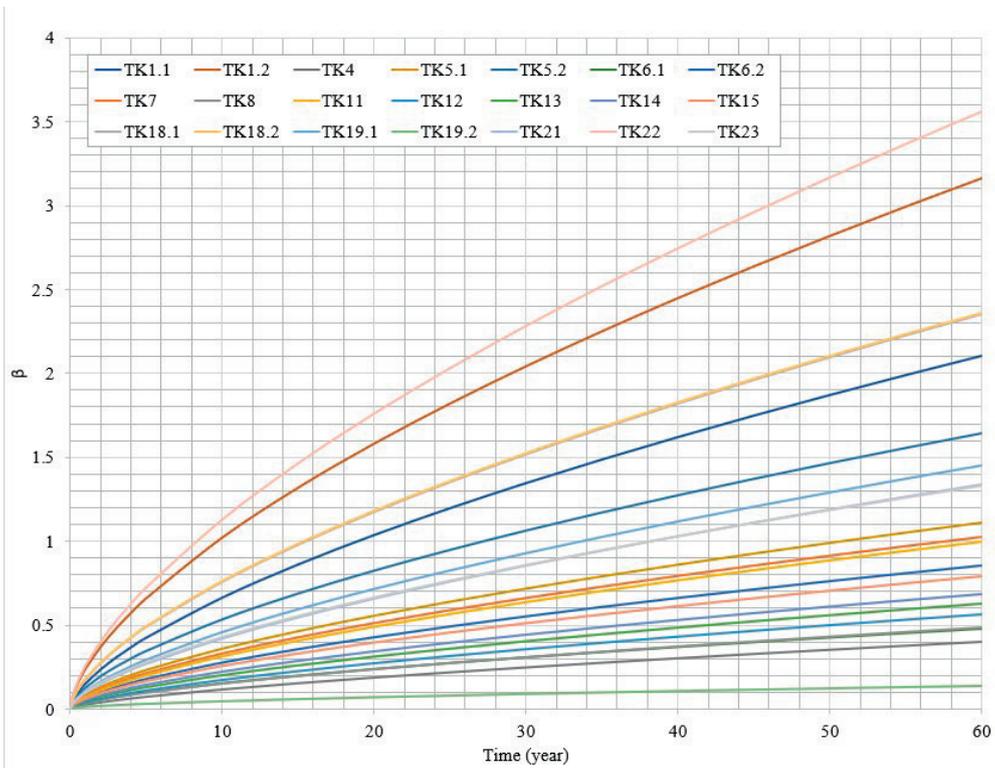


Figura 15 - Variazione temporale di α e β (serbatoio a tetto fisso contenente gasolio)

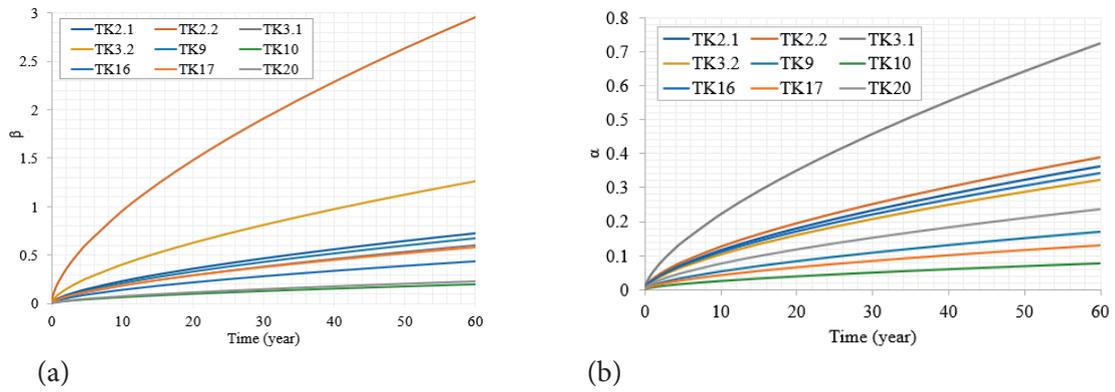


Figura 16 - Variazione temporale di α e β (serbatoio a tetto galleggiante contenente benzina)

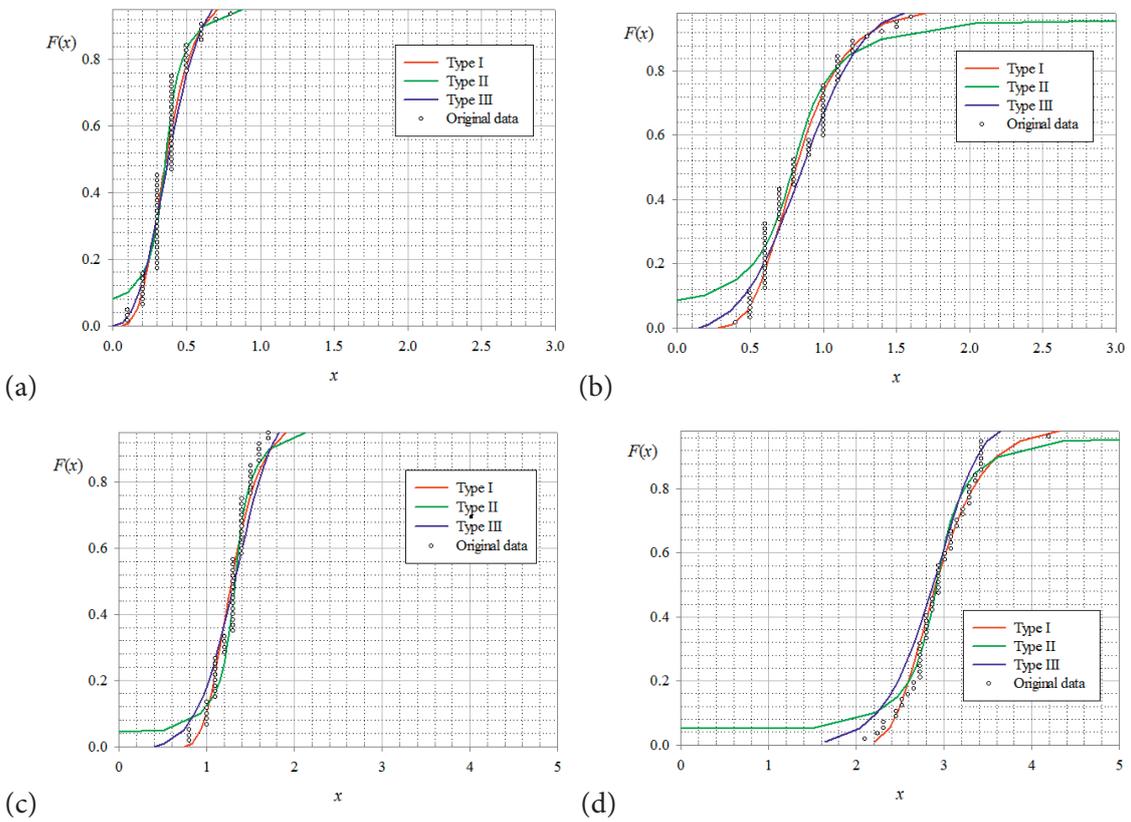


Figura 17 - Curve di distribuzione cumulata per (a) il tank A ispezione 1990; (b) ispezione 2018; (c) il tank B ispezione 1997; (d) il tank B ispezione 2019.

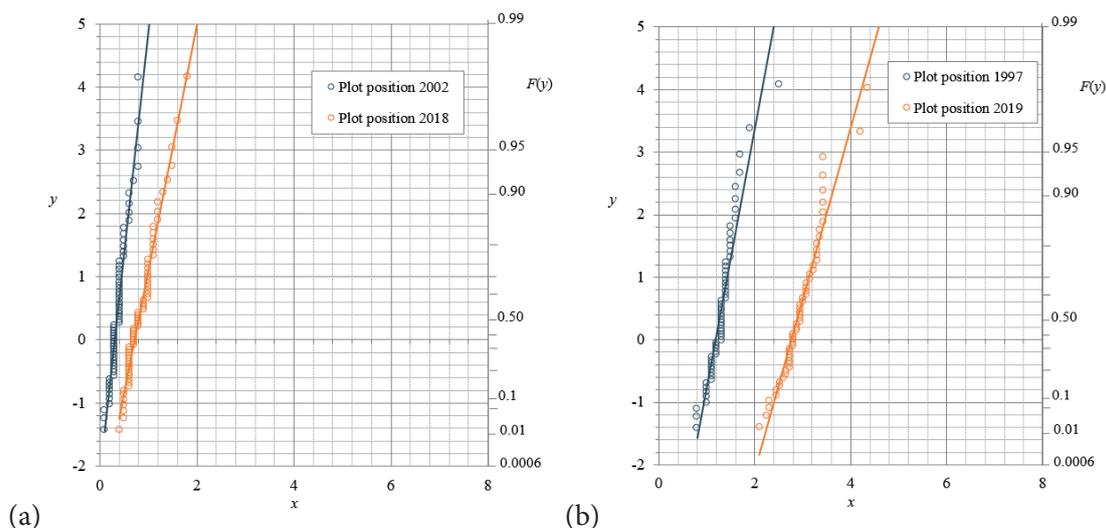


Figura 18 - Plot positions: (a) tank A e (b) tank B.

Tabella 8 - Parametri della distribuzione di Gumbel

Serbatoio	ID ispezione	Anno	Parametro di scala (α)	Parametro di posizione (β)	Probabilità pit critico
Tank A	1	2002	0.143	0.307	$5.11 \cdot 10^{-15}$
	2	2018	0.258	0.723	$6.32 \cdot 10^{-8}$
Tank B	1	1997	0.242	1.181	$6.34 \cdot 10^{-8}$
	2	2019	0.364	2.768	0.001

L'applicazione della teoria dei valori estremi, combinata con l'inferenza Bayesiana, ai dati raccolti durante le ispezioni n. 2 di entrambi i serbatoi è stata utilizzata per prevedere l'andamento dei massimi di corrosione e la probabilità del pit critico dopo 10 anni. Il modello previsionale è stato dapprima validato confrontando le previsioni, fatte al tempo della seconda ispezione e ottenute con i dati delle prime ispezioni, con i risultati dell'applicazione della statistica degli estremi ai dati della seconda ispezione.

Per applicare l'inferenza Bayesiana, erano necessarie le distribuzioni a priori di α e β , che sono state ottenute dalle Figure 15 e 16 (a 16 anni per il *tank A* e a 22 anni per il *tank B* ovvero al tempo della seconda ispezione). Le distribuzioni a posteriori sono state ottenute mediante le Equazioni 7 e 8. La Figura 19 riporta le distribuzioni a priori e posteriori, ogni valore di α e β è rappresentativo di una classe. La Tabella 9 mostra i valori attesi di α e β al momento della seconda ispezione per entrambi i serbatoi e li confronta con i valori reali. Le previsioni possono ritenersi accettabili e, quasi in tutti i casi, si può affermare che il modello ha leggermente sovrastimato l'andamento del fenomeno (sovrastima della corrosione di circa 0.05 mm, corrispondente ad un valore non viene rilevato durante le ispezioni con gli UTM e MFL).

Tabella 9 - Parametri della distribuzione di Gumbel

Tank A	Valore di previsione (2018)	Valore reale (2018)
Parametro di scala α	0.297	0.258
Parametro di posizione β	0.762	0.723
Probabilità pit critico ($x > 5$ mm)	$6.35 \cdot 10^{-7}$	$6.32 \cdot 10^{-8}$
Tank B	Valore di previsione (2019)	Valore reale (2019)
Parametro di scala α	0.463	0.364
Parametro di posizione β	2.693	2.768
Probabilità pit critico ($x > 5.2$ mm)	0.004	0.001

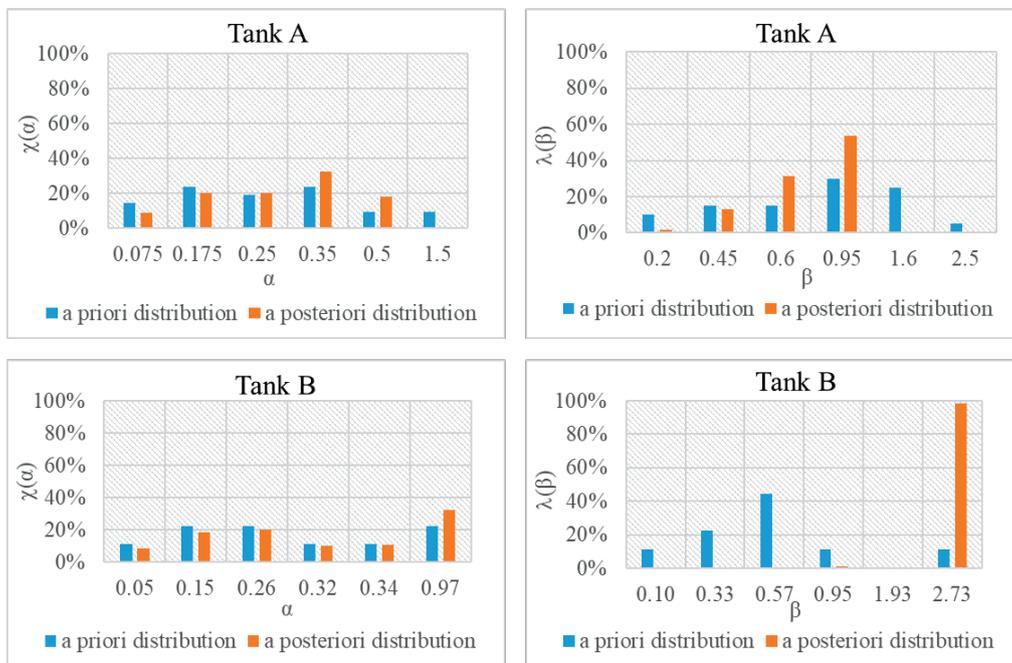


Figura 19 - Distribuzioni a priori e posteriori dei parametri di scala e posizione utilizzati per la validazione.

Dopo aver verificato la validità del modello previsionale, esso è stato applicato per prevedere le condizioni di entrambi i serbatoi dopo 10 anni dalla seconda ispezione (ovvero 56 anni per il *tank A* e 64 anni per il *tank B*). I risultati sono mostrati attraverso le plot position di Figura 20, mentre i valori di α e β e le probabilità del pit critico sono mostrati nella Tabella 10. Per il *tank A*, si osserva che il 99% dei pit ha profondità minore o uguale a 2 mm nel 2018, con la stessa probabilità si prevede che la profondità sia 3.60 mm nel 2028; mentre per il *tank B* il 99% dei pit ha profondità minore o uguale a 4.60 mm nel 2018 e con la stessa probabilità aumenterà a 5.10 mm nel 2029.

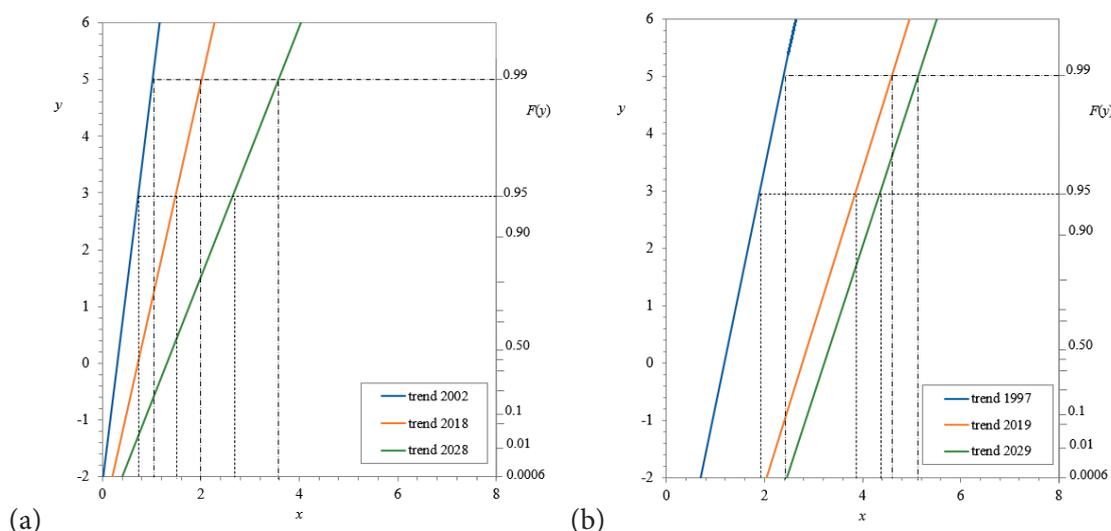


Figura 20 - Plot positions reali e previsioni: (a) Tank A e (b) Tank B.

Tabella 10 - Previsioni (parametri delle distribuzioni e probabilità del pit critico)

Tank A	
Anno	2028
Parametro di scala α	0.454
Parametro di posizione β	1.310
Probabilità pit critico ($x > 5$ mm)	0.114
Tank B	
Anno	2029
Parametro di scala α	0.382
Parametro di posizione β	3.213
Probabilità pit critico ($x > 5.2$ mm)	0.005

Per la stima del *RUL* sono state utilizzate le plot position della seconda ispezione del *tank A* e del *tank B* e quelle previste dopo 10 anni (Figura 20). L'evoluzione del fenomeno corrosivo è riportata in Figura 21 tracciando le profondità di corrosione associate alle probabilità 0,99 e 0,95 (letti dalla Figura 20) rispetto al tempo ovvero all'anno di ispezione. Poiché per definire l'andamento temporale del fenomeno corrosivo sono disponibili solo tre punti per serbatoio, esso è stato cautelativamente assunto lineare sulla base dei dati dell'ultima ispezione e dell'andamento atteso a 10 anni. Il tasso di corrosione è stato derivato anche come pendenza della linea. Il valore del *RUL* e i tassi di corrosione sono riassunti in Tabella 11. Facendo riferimento alla data della seconda ispezione, le condizioni sono favorevoli con il 99% di probabilità per un'estensione di 19 anni per il *tank A* e 12 anni per il *tank B*.

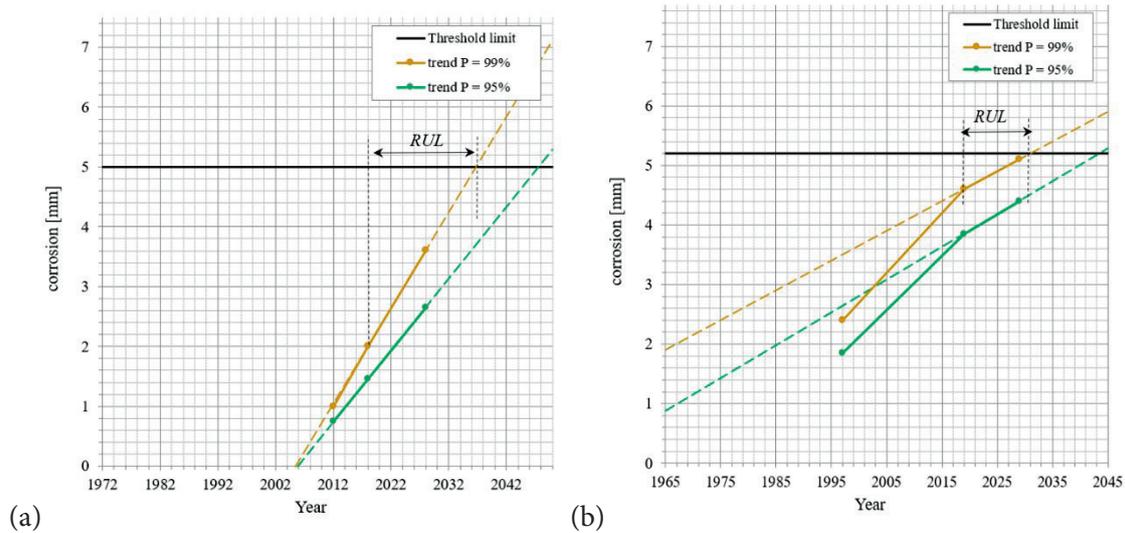


Figure 21 - Andamento fenomeno corrosive e RUL: (a) Tank A e (b) Tank B.

Tabella 11 - Previsioni (parametri delle distribuzioni e probabilità del pit critico)

Tank A		
Probabilità	0.99	0.95
RUL (anni)	19	29
Tasso di corrosione (mm/anno)	0.16	0.12
Tank B		
Probabilità	0.99	0.95
RUL (anni)	12	24
Tasso di corrosione (mm/anno)	0.050	0.055

Il tasso di corrosione è stato confrontato con i valori ottenuti dallo standard EEMUA, esso è comparabile per la combinazione acciaio al carbonio e idrocarburo. I valori sono stati corretti opportunamente per tenere conto degli effetti di vaiolatura. Il metodo EEMUA si basa su diverse checklist per fondi, coperture e coperture. Utilizza una scala a 4 livelli per classificare sia la probabilità che le conseguenze delle perdite (trascurabile, bassa, media, alta). Le classi risultanti dall'applicazione della lista di controllo al fondo del serbatoio sono alta per le conseguenze e media per le probabilità. Ulteriori compensazioni e penalità sono stati aggiunti per considerare le tecniche ispettive. L'ispezione visiva integrata dai punti UTM ha penalità pari a -0,1. Questa valutazione è molto conservativa e la dispersione dei dati delle misure di spessore indica un'elevata incertezza. Inoltre, se si utilizzasse lo spessore medio, la velocità sarebbe due volte e mezzo inferiore e il tempo per la successiva ispezione risulterebbe 10 anni. Pertanto, il metodo riconosciuto nell'attuale pratica ingegneristica è davvero discutibile ed è altamente auspicabile l'applicazione di un approccio meno conservativo.

Il metodo proposto fornisce informazioni meno conservative e specifiche rispetto allo standard EEMUA, poiché utilizza i dati raccolti ad ogni ispezione. Il tasso di corrosione calcolato è molto vicino a quello ottenuto dallo standard API, che è meno conservativo di quello ottenuto da

EEMUA. La valutazione probabilistica del RUL consente all'operatore di pianificare in modo più flessibile la data della prossima ispezione. In questo modo riesce a bilanciare meglio le esigenze contrapposte (integrità vs. sicurezza sul lavoro), ovvero garantire l'integrità dell'attrezzatura nel tempo e minimizzare gli effetti sulla sicurezza sul lavoro dovuti ad interventi all'interno del serbatoio. Inoltre, dato che il monitoraggio con tecnica delle emissioni acustiche può identificare aree dove la corrosione è più attiva, fornendo preziose informazioni per una più efficace misurazione dello spessore ultrasonico o per localizzare possibili perdite di prodotto, la sua combinazione con l'approccio proposto consente di sfruttare in modo più efficace la prognosi per la gestione della sicurezza.

3.3. Modellazione sperimentale del fenomeno corrosivo

Al fine di investigare l'evoluzione dell'invecchiamento del fondo di uno specifico serbatoio contenente un solvente è stato realizzato un sistema che simuli le condizioni a cui sono soggette le lastre di fondo di un serbatoio. Le lastre di acciaio al carbonio sono state poste a contatto con una miscela che riproduce l'ambiente presente nel serbatoio [AN-022a]. L'ambiente di simulazione era costituito da idrocarburi leggeri (naphtha, principalmente C9, C10 e C11) e da fase acquosa che è rappresentata da una delle due seguenti soluzioni:

- soluzione A) acqua bidistillata addizionata da NaCl, NaSO₄, acido acetico a pH4 secondo le concentrazioni utilizzate in letteratura [RA-005] [GR-000];
- soluzione B) sour water simulata come indicato nella NACE TM0177 test solution B (5.0 wt% NaCl, 2.5 wt% glacial acetic acid e sodium thiosulphate 10⁻¹ a 10⁻³ M in sostituzione di H₂S) [NA-993][CA-016].

L'evoluzione dei processi corrosivi (lungo un periodo di 6-8 mesi) è stata studiata mediante analisi morfologia delle superfici dei provini di acciaio prelevati a tempi prefissati con tecniche di microscopia elettronica (SEM) con sonda microanalitica (EDS) e con tecniche di diffrazione ai raggi X (XRD). Oltre alla determinazione della velocità di corrosione tramite perdite di peso è stata messa a punto una sonda elettrochimica per la misura della velocità di corrosione secondo la tecnica della resistenza di polarizzazione.

3.3.1. Preparazione e trattamenti iniziali dei provini

Il sistema di simulazione includeva 36 di provini di acciaio al carbonio. Prima dell'immersione nell'ambiente di simulazione, essi sono stati sottoposti a un trattamento ad ultrasuoni per rimuovere residui e grassi presenti sulla superficie. Si è proceduto, successivamente, con l'operazione di decapaggio per rimuovere i prodotti di corrosione ed altre impurezze presenti sulla superficie, non ancora rimosse dal trattamento con gli ultrasuoni. Il decapaggio è stato effettuato con la soluzione di Clarke (250 ml di acido cloridrico, 5 g di ossido di antimonio e 12.5 g di cloruro stannoso). In Figura 22 si riportano le condizioni dei provini, prima del decapaggio e dopo il decapaggio. Dopo i trattamenti preliminari, i 36 campioni sono stati suddivisi in due gruppi indicati A e B. Il gruppo A è destinato all'immersione nella soluzione A ed il gruppo B nella soluzione B.

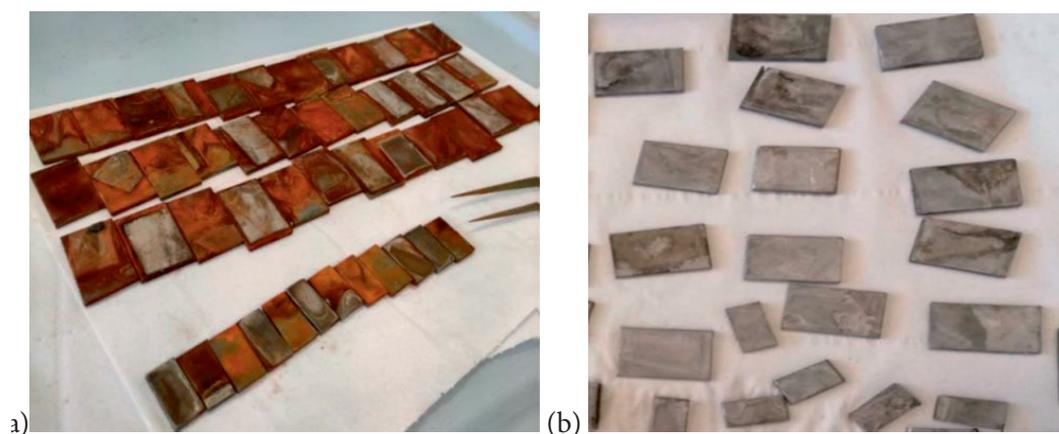


Figura 22 - Provini (a) prima del decapaggio e (b) dopo del decapaggio.

3.3.2. Predisposizione dei contenitori ed immersione dei provini

I contenitori usati per le immersioni sono dei recipienti in vetro (scelti per la trasparenza e resistenza agli ambienti corrosivi) aventi dimensioni 22x22x8 cm. Sono dotati di coperchio in plastica, utile per evitare perdite di solvente e allo stesso tempo consentire agevolmente le modifiche necessarie per l'inserimento degli strumenti di misura/monitoraggio (Figura 23). Sono stati praticati tre fori per ogni coperchio, attraverso cui sono stati inseriti i fili metallici delle sonde. Attraverso il foro più grande è stato possibile l'inserimento di un elettrodo a vetro per la misurazione del pH. Contemporaneamente sono state installate delle termocoppie per il rilevamento della temperatura.



Figura 23 - Immersione dei provini in soluzioni corrosive

3.3.3. Estrazione dei provini e caratterizzazione

A tempi diversi sono stati estratti due provini, uno dalla soluzione A e l'altro dalla soluzione B. I campioni sono stati caratterizzati prima e dopo l'immersione in soluzione attraverso le seguenti tecniche di indagine superficiale SEM (Microscopio elettronico a scansione) e XRD (Diffrazione ai raggi X). Dall'analisi XRD, si evidenzia la presenza del picco di Fe (JCPDS # 04-007-9753), che costituisce più del 98% in peso di un acciaio al carbonio. I risultati della caratterizzazione morfologica,

dopo l'estrazione dei campioni, vengono confrontati con campioni in acciaio al carbonio prima della procedura di immersione (Figura 24 e Figura 25). All'analisi SEM si osserva una morfologia omogenea del campione, priva di cricche di particolare rilievo prima dell'immersione (Figura 24).

In Figura 25 sono riportate le immagini dei campioni estratti, rispettivamente dalla soluzione A e da quella B, dopo diversi tempi di immersione. Dopo 10 giorni di immersione non si ha attacco evidente, la morfologia di entrambi i campioni estratti risulta essere simile a quella dei provini non immersi. A 15 giorni si comincia ad osservare un attacco selettivo per il campione estratto dalla soluzione A che diventa via via più insistente. Mentre per i campioni estratti dalla soluzione B è evidente che la corrosione avviene per pitting, concentrata soprattutto nei bordi di grano. Il tiosolfato di sodio è probabilmente la causa di questo comportamento. A 238 giorni tutti i campioni appaiono omogeneamente corrosi.

In Figura 26 sono riportati i diffrattogrammi dei campioni estratti dalla soluzione A e dalla soluzione B a diversi tempi di estrazione. Per la soluzione A, i campioni mostrano gli stessi picchi di Fe. Per quanto riguarda la soluzione B dopo 238 giorni di immersione, è evidente il picco di FeS (JCPDS # 04-017-5088). Ciò è dovuto alla presenza di tiosolfato di sodio nella soluzione B, che favorisce la produzione di solfuro.

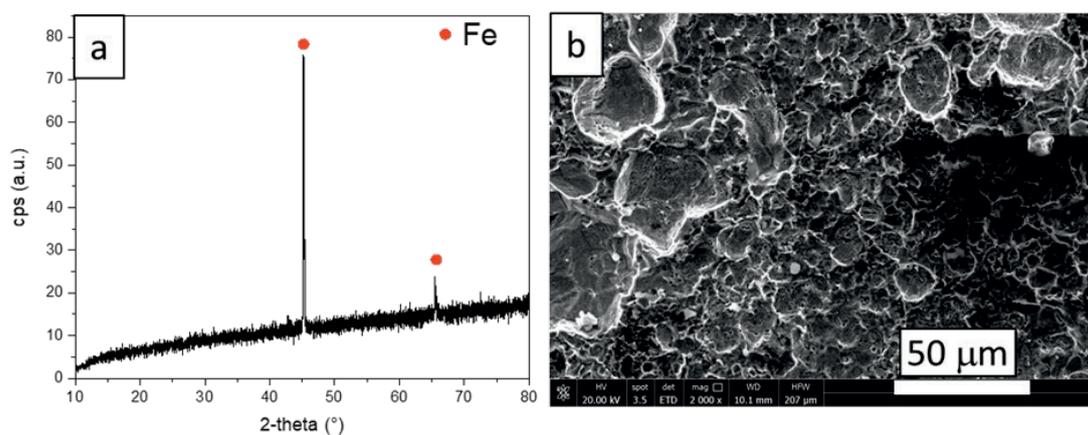


Figura 24 - Diffrattogramma XRD (a) e immagine SEM (b) del campione di acciaio al carbonio prima della procedura di immersione

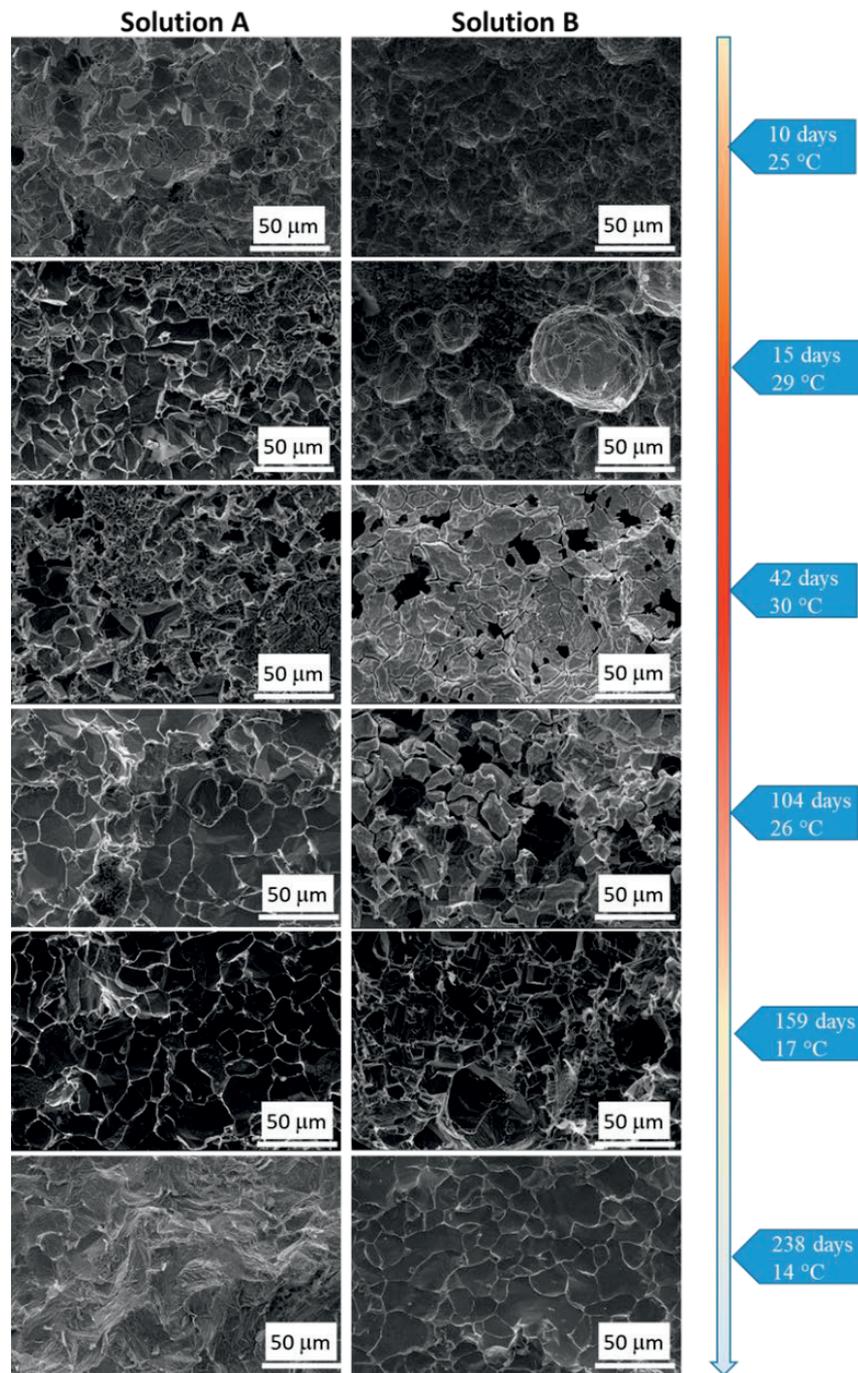


Figura 25 - Immagini SEM di campioni studiati a diversi tempi di estrazione.

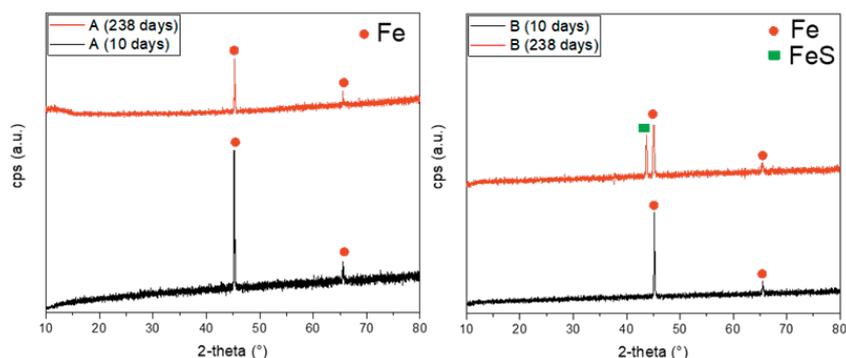


Figura 26 - Diffattogrammi XRD di campioni estratti dalla soluzione A (a sinistra) e B (a destra) a tempi di estrazione diversi (10 giorni e 238 giorni)

I risultati della caratterizzazione superficiale dei campioni mostrano due diverse modalità di evoluzione del fenomeno corrosivo. Un attacco selettivo si verifica nel caso della soluzione A, mentre appare sotto forma di pitting per la soluzione B. Le misurazioni della profondità dei pit rappresenta un'informazione utile per quantificare la probabilità che si verifichi il pit critico sul fondo di un serbatoio atmosferico. L'applicazione della teoria dei valori estremi, ben nota nel campo degli studi sulla corrosione, consentirebbe di estrapolare l'andamento del fenomeno al fondo di un serbatoio di cui il sistema di simulazione è rappresentativo. La profondità limite di corrosione ai fini della sicurezza può essere determinata mediante standard diffusi [EE-014].

Allo stato attuale, lo studio presenta alcune limitazioni per quanto riguarda l'estrapolazione del modello di corrosione ad un fondo reale di un serbatoio perché le parti saldate e le aree, caratterizzate da diverse criticità dovute a una particolare forma, diverso spessore, e connessioni con altri elementi (come il mantello, i supporti del tetto, il trincarino, ecc.), non sono stati indagati. Un altro limite in questo studio potrebbe essere l'ambiente corrosivo, che può essere diverso a seconda della posizione del serbatoio.

3.4. Strumenti sviluppati a supporto delle ispezioni

Il sensore virtuale invecchiamento, sviluppato nell'ambito del progetto, è uno strumento di supporto per gli ispettori. Durante l'ispezione in stabilimenti Seveso, l'ispettore deve comprendere l'effettivo livello di degrado delle apparecchiature impiegando informazioni, che non possono essere acquisite con una semplice ispezione visiva o che sono archiviate in documenti interni, e infine elaborando metriche correlate all'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento. Lo strumento è stato quindi progettato per raccogliere diverse informazioni relative al fenomeno, elaborare i dati acquisiti, produrre stime prognostiche (riguardanti il tasso di corrosione, la probabilità del pit critico, l'evoluzione della corrosione sulla superficie dell'apparecchiatura e il tempo residuo di vita), e infine visualizzare i risultati per mezzo della Realtà Aumentata (AR) [AN-022b]

La Figura 27 mostra un diagramma sintetico dei componenti del Sensore Virtuale. Esso si compone di quattro elementi principali. Il primo elemento è il dataset (input di dati) del sistema che

viene alimentato attraverso la raccolta di informazioni sull'apparecchiatura da analizzare; il secondo è l'insieme dei modelli implementati all'interno del Sensore Virtuale; il terzo è il software sviluppato per la gestione dei dati e l'elaborazione dei parametri legati all'invecchiamento; il quarto è lo strumento per la visualizzazione dei risultati in AR.

Nel sensore virtuale sono implementati i seguenti tre modelli utilizzati per produrre stime dei parametri relativi all'invecchiamento:

- Modello *Ageing FishBone* per la valutazione dell'indice di adeguatezza complessivo (o semplicemente indice di invecchiamento) [MI-019];
- Modello per la valutazione della frequenza dei guasti dovuti all'invecchiamento delle apparecchiature (frequenza di rilascio) [BR-020].
- Modello di distribuzione di probabilità dei pit basato sulla teoria dei valori estremi per la valutazione della probabilità del pit critico e la combinazione con l'inferenza Bayesiana per la valutazione del tasso di corrosione e della vita utile residua [MI-022].

Infine, una sofisticata tecnica di interpolazione spaziale dei dati di spessore viene utilizzata per ottenere una visualizzazione semplificata della corrosione localizzata per la superficie dell'apparecchiatura investigata.

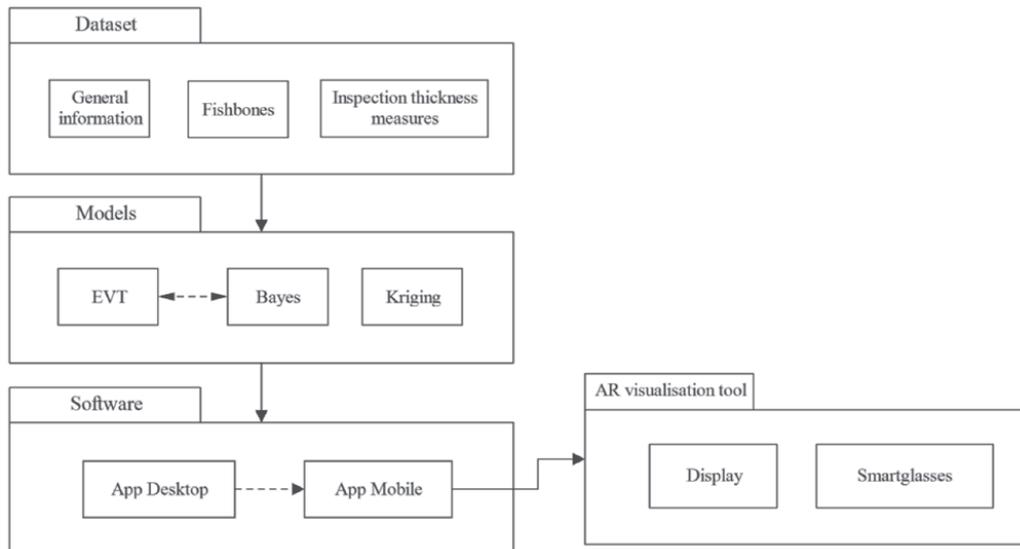


Figura 27 - Schematizzazione del Sensore Virtuale

Il Sensore Virtuale è composto da due applicazioni software. La prima si chiama “App Desktop” che acquisisce ed elabora gli input (le informazioni sulle apparecchiature) producendo un insieme di file di output, che vengono successivamente migrati alla seconda denominata “App Mobile”, che permette la visualizzazione in AR di tutte le informazioni disponibili associate alle apparecchiature (dati acquisiti ed elaborati). La Figura 28 fornisce uno schema dell'insieme di output prodotti dall'applicazione.

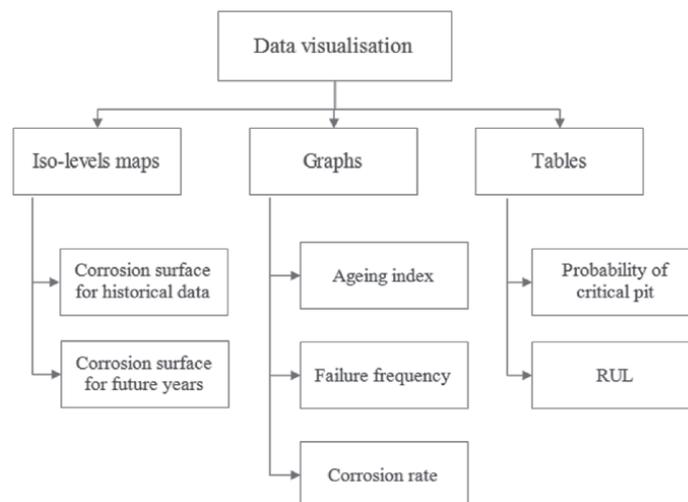


Figura 28 - Informazioni visualizzabili in AR

Gli elementi hardware necessari per il funzionamento del Sensore Virtuale sono:

- PC (Windows 10). Requisiti minimi: CPU Intel i7.4 GB di RAM - per l'esecuzione dell'App Desktop;
- Smartphone Android 10 - per supportare la Realtà Aumentata
- Smartglass Epson Moverio BT40 - per la visualizzazione AR

Al fine di dimostrare il funzionamento del Sensore Virtuale, un caso-studio è stato riprodotto in miniatura in laboratorio e virtualmente tramite un modello 3D. In Figura 29 si riportano le immagini reali e virtuali. Successivamente è stata simulata un'ispezione.

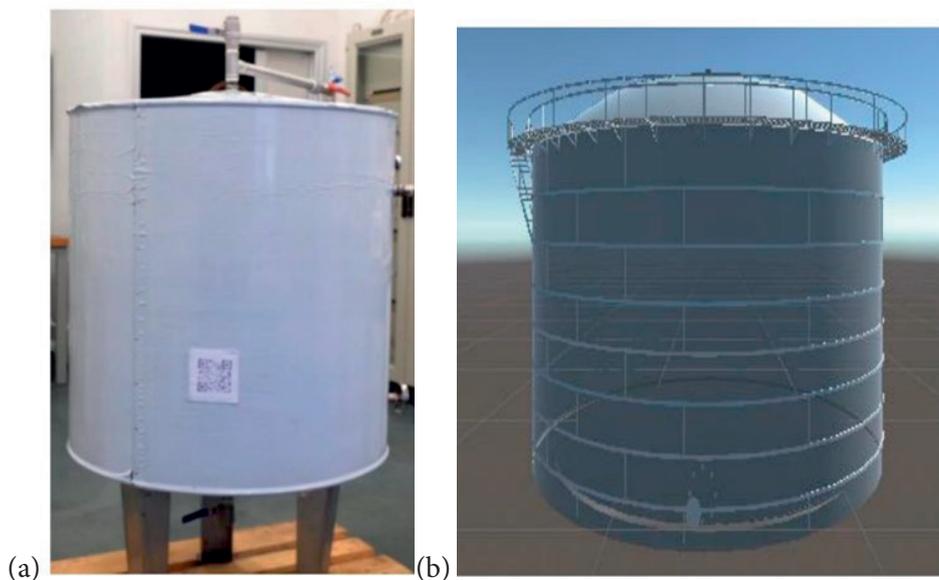


Figura 29 - (a) Miniature serbatoio; (b) Modello 3D

Attraverso il Sensore Virtuale sono stati acquisiti i dati delle ispezioni passate (ovvero, tre file di testo contenenti i fattori per l'invecchiamento del modello *Ageing fishbone*, i set di dati di spessore associati a ogni ispezione e altre informazioni generali).

Per l'utilizzo dell'applicazione viene scansionato il codice QR dell'apparecchiatura. Il serbatoio viene immediatamente identificato e gli output relativi alla esecuzione dei modelli vengono caricati e resi disponibili per il loro utilizzo. A questo punto, il modello 3D del serbatoio viene sovrapposto a quello reale.

Inizialmente, il modello virtuale assume il colore del corrispondente indice di invecchiamento corrente, associato all'ultima ispezione (Figura 30a), secondo la legenda riportata nella parte superiore dello schermo. A destra (Figura 30b), è possibile osservare una tabella sovrapposta alla scena che mostra il tasso di corrosione, la densità dei pit, il *RUL* e la probabilità del pit critico. Vengono anche fornite anche altre informazioni come il nome del serbatoio e la sostanza immagazzinata. Cliccando sul pulsante "Visualizzazione Fondo", nell'angolo in alto a destra, è possibile rendere trasparente il modello 3D, ad eccezione della sua parte inferiore, dove si visualizzano le curve iso-livello degli spessori (Figura 30c). Anche in questo caso, viene fornita una legenda dei colori a sinistra (Figura 30d).

In fondo a tutte le immagini, sono visibili due pulsanti; quello di sinistra mostra gli anni per i quali vengono visualizzate le informazioni in AR (in questo caso l'anno di riferimento per l'ultima ispezione è stato il 2019), mentre il pulsante di destra "Grafici" permette di visualizzare l'andamento dei parametri nel tempo. Dal pulsante del menu a tendina a sinistra si visualizza un elenco degli anni per i quali sono disponibili le mappe di spessore (in questo caso 1990, 2019 e gli anni futuri). Il menu a comparsa sulla destra elenca i grafici dell'indice di invecchiamento (Figura 30e), la frequenza dei guasti e il tasso di corrosione. La Figura 31f mostra un esempio di scorrimento del menù a tendina del pulsante "Grafici".

La Figura 30 fornisce le iso-curve per la corrosione del fondo. Man mano che il fenomeno corrosivo procede, il numero dei pit aumenta. Il numero di punti visualizzati è correlato al valore del parametro di scala della distribuzione di Gumbel. È stata creata una correlazione tra il numero di punti (indice correlato alla densità dei pit) e il parametro di scala per cui un aumento di 50 punti indica un aumento di α pari a 0.1. Non essendo possibile sapere dove compariranno i pit futuri, la distribuzione di questi punti è stata disegnata casualmente su tutta il fondo del serbatoio.

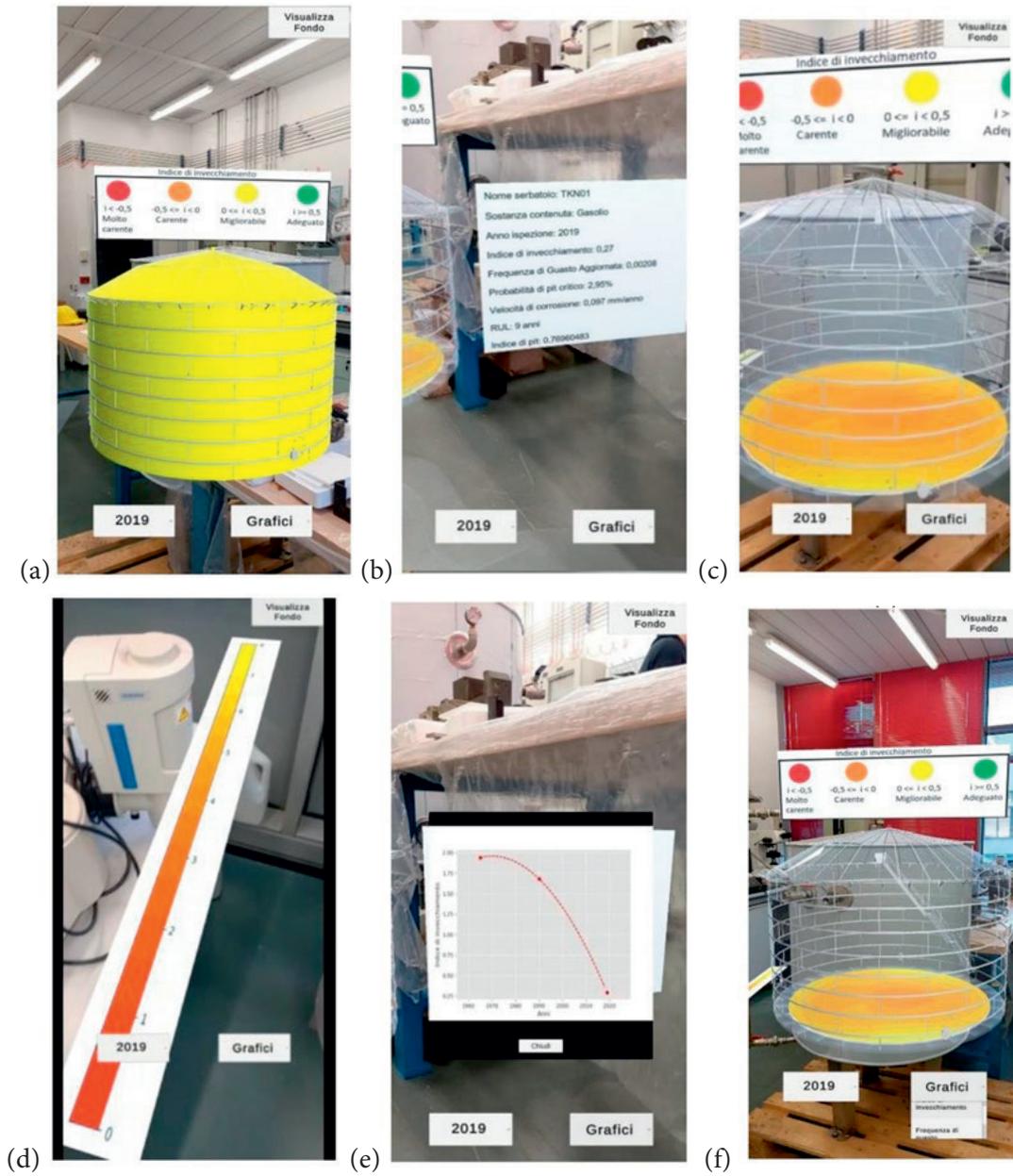


Figura 30 - esempi di visualizzazione in realtà aumentata AR

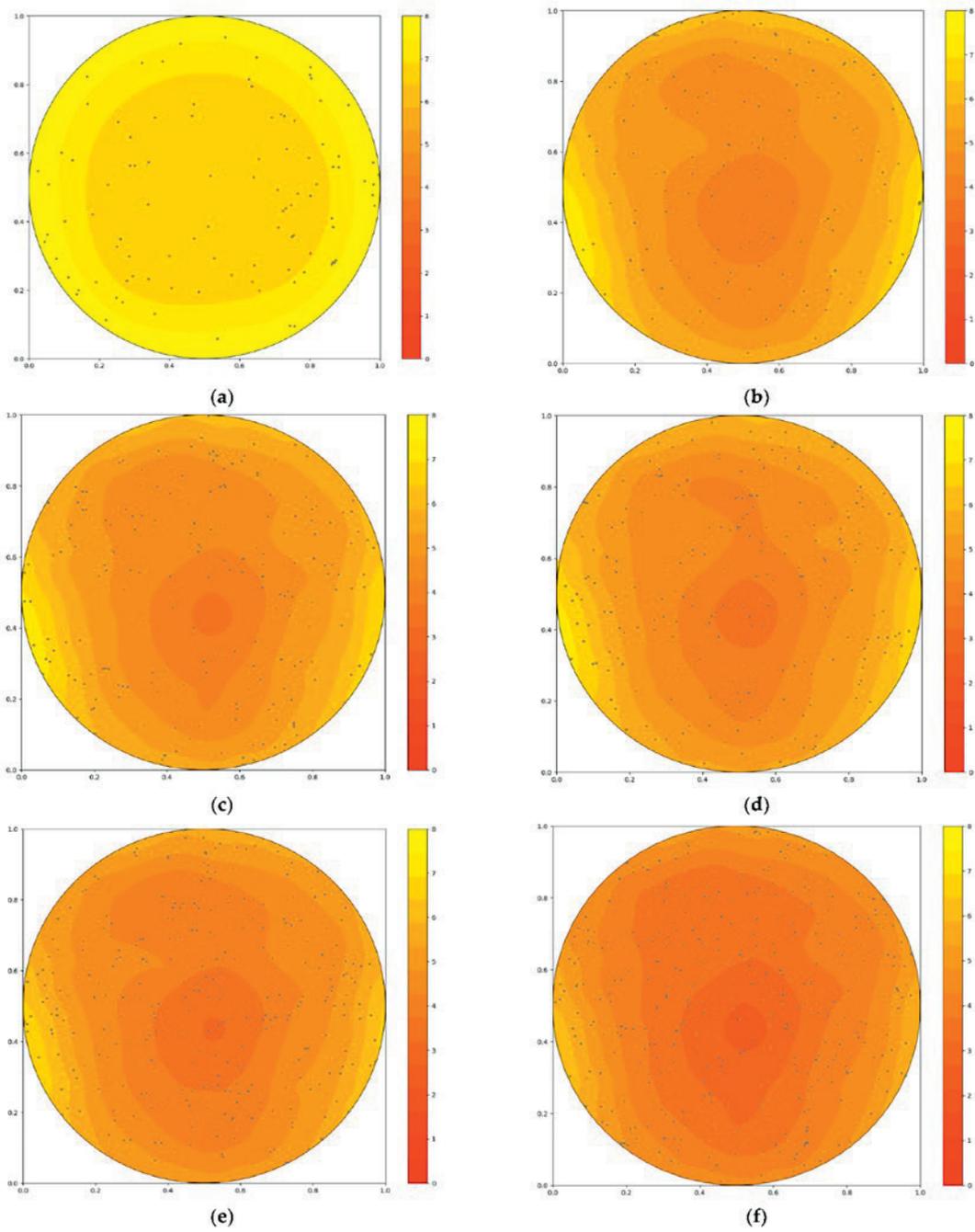


Figura 31 - Mappe iso-livello di corrosione per (a) 1990, (b) 2019, (c) +1 anno, (d) +2 anni, (e) +5 anni, e (f) +10 anni

4. Suggerimenti e Indicazioni Pratiche

Nell'ultima sezione si danno delle indicazioni operative per aiutare i diversi soggetti che possono avere a che fare con i serbatoi di stoccaggio atmosferici.

4.1. Per le autorità/enti di controllo

La prima sezione è già ricca di contenuti conoscitivi e tecnici alle quali le autorità competenti possono attingere per prendere le decisioni richieste legislazione Seveso e AIA, inclusi l'approvazione di nuovi serbatoi, delle modifiche e dei cambi d'uso, la prescrizione di interventi impiantistici e di verifiche periodiche.

Per quanto riguarda le viste ispettive ex art. 27 del d.lgs. 105/2015 (Seveso) può essere interessante desumere dai risultati descritti alcune indicazioni pratiche per gli ispettori. I serbatoi atmosferici sono elementi critici in vari tipi di stabilimenti (Raffinerie, Petrolchimici, Depositi e Terminali) e l'ispettore, pur nella brevità dei tempi concessi, dovrà dedicare ad essi una parte, seppure contenuta del tempo dedicato all'ispezione. In particolare, verificherà che esista una pianificazione completa e razionale delle verifiche di integrità e funzionalità. È importante che l'ispettori controlli la periodicità e, soprattutto le tecniche utilizzate, che devono essere congruenti con la normativa tecnica, la pericolosità dei prodotti e il contesto impiantistico. Il §2.4 del presente quaderno può essere allo scopo molto utile per capire se il gestore pianifica controlli con tecniche ispettive di efficacia adeguata all'importanza degli scenari incidentali connessi alla rottura del serbatoio. In caso contrario l'ispettore potrà richiedere, utilizzando lo strumento delle raccomandazioni o proposta di prescrizione, di utilizzare tecniche più efficaci, allogando anche le necessarie risorse economiche.

A campione l'ispettore acquisirà i referti dell'ultima misura di spessore eseguita su un fondo di serbatoio esaminandoli assieme ai responsabili della manutenzione e della sicurezza, per comprendere il loro grado di competenza e consapevolezza. Nel corso del sopralluogo in campo l'ispettore non mancherà di osservare tutti i serbatoi. Prima di tutto occorrerà esaminare le condizioni del rivestimento esterno (i danni alla verniciatura possono innescare nuovi punti di corrosione ed essere sintomo di corrosione nascoste). Dovrà essere poi osservare il trincarino, la piattaforma in cemento, il bacino di contenimento. Non ci deve essere pretesa di fare un esame visivo dettagliato, non ce ne sarebbe il tempo, ma è importante avere un'impressione generale. Qualora questa non fosse favorevole, l'ispettore chiederà al gestore di analizzare le ultime misurazioni di spessori fatte sui vari serbatoi e capire se l'impressione negativa abbia riscontri obiettivi e discuterà le possibili soluzioni, incluso l'adozione di tecniche di misura più efficaci e di modelli previsionali più robusti.

La verifica dell'adeguatezza della gestione dell'invecchiamento è uno dei compiti dell'ispettore, per il quale si avvale del metodo "fishbone" e del relativo software. La discussione del metodo non è un obiettivo del quaderno, ma può essere utile ricordare che il punto 1 del metodo "fishbone", quello sul fattore "età", suscita delle incertezze per quanto riguarda i serbatoi che si cerca qui di chiarire. Per essere più specifici, il punto 1 chiede di calcolare il rapporto fra "età attuale" e "tempo di vita attesa" per determinare il punteggio da assegnare al "fattore età". I serbatoi per prodotti petroliferi e assimilabili vengono costruiti per una durata di cinquanta anni e questa deve essere il valore a priori come "tempo di vita attesa". L'eventuale estensione della vita utile oltre i cinquanta anni può

essere fatta adottando metodi formalizzati, basati sulla verifica delle condizioni presenti e la pianificazione di verifiche più frequenti ed efficaci. I metodi descritti da EEUUMA 159 o da API 581, già citati nel testo, sono certamente adeguati a questo calcolo. Il metodo prognostico discusso nella sezione 3 potrebbe rappresentare in futuro una buona alternativa ai metodi tradizionali. Mancando al momento una base di esperienza significativa, si consiglia agli ispettori Seveso di accettarne l'utilizzo verificando sempre con il gestore l'applicazione scrupolosa delle indicazioni contenute nel metodo stesso.

Per il calcolo della "età attuale" si intende la differenza fra anno presente e anno di costruzione. Se nel periodo successive sono intervenuti interventi di rifacimento parziale dei serbatoi, quali la completa sostituzione del fondo o la realizzazione di un doppio fondo, la data di rifacimento andrà a sostituire quello di costruzione. Anche per il punto 9 del metodo "fishbone" che riguarda i risultati delle verifiche eseguite da soggetti indipendenti sulla base di normative, per le verifiche di integrità si considerano le verifiche periodiche eseguite su serbatoio fuori servizio, utilizzando come parametro la percentuale di lastre ammalorate rispetto alle lastre verificate. Per le misure funzionali valgono le verifiche triennali richieste su base AIA o legge navale.

4.2. Per i gestori

I gestori sono i potenziali utilizzatori del metodo discusso alla sezione 3. L'analisi dei valori estremi è già nota ai gestori come tecnica riconosciuta da API 575 a supporto delle misure fatto su un numero limitato di punti. Essa può avere maggiori opportunità di uso integrandola con la capacità previsionale dell'inferenza Bayesiana. L'applicazione del metodo ha senso in situazioni di particolare criticità, quando sia necessaria un'estensione considerevole della vita utile del serbatoio. Il metodo proposto fornisce informazioni meno conservative e specifiche rispetto allo standard EEMUA, poiché utilizza i dati raccolti durante le verifiche sistematiche dei fondi eseguite con il serbatoio fuori servizio. Il tasso di corrosione calcolato è molto vicino a quello ottenuto dallo standard API, che è meno conservativo di quello ottenuto da EEMUA. La valutazione probabilistica del *RUL* consente all'operatore di pianificare in modo più flessibile la data della prossima ispezione. In questo modo riesce a bilanciare meglio le esigenze contrapposte (integrità, disponibilità e sicurezza sul lavoro), ovvero garantire la sicurezza dell'attrezzatura nel tempo e minimizzare gli effetti sulla sicurezza sul lavoro dovuti ad interventi all'interno del serbatoio. Come detto al paragrafo precedente l'applicazione di una prognostica innovativa è accettabile anche all'interno del metodo citato metodo fish-bone, sempre a condizione di dividerne i dettagli con gli ispettori Seveso.

Il monitoraggio su base tipicamente triennale con tecnica delle emissioni acustiche (EA), spinto inizialmente dalle indicazioni della normativa ambientale, è ormai entrato nell'uso sia nel contesto AIA, che in quello navale. La disponibilità dei dati di monitoraggio EA, comunque richieste dalle autorità, consente di sfruttare informazioni importanti sull'andamento del degrado della struttura. Il fatto che non si segnali attività al di sopra di una soglia fissata, può essere vista come conferma del permanere negli ambiti previsti nel modello prognostico, senza inaspettati scostamenti. La prognostica derivata dalla statistica degli estremi e il teorema di Bayes può ricevere conferme ed essere utilizzata con maggiore confidenza. Nel caso, invece, il monitoraggio EA rilevi un incremento di attività corrosiva al di sopra delle soglie, la segnalazione tempestiva di mutate condizioni, implica la necessità di riconsiderare la prognostica basata sulle misure quantitative eseguite durante le fermate ed eventualmente anticipare la fermata.

4.3. Per costruttori/manutentori

La soluzione del doppio fondo riduce notevolmente i rischi di perdita dai serbatoi, ma è molto complessa e soprattutto onerosa in termini di risorse necessarie. In caso di serbatoi in esercizio da cinquant'anni e più deve essere ponderata attentamente, tenendo conto anche delle condizioni degli altri elementi metallici (mantello e tetto), nonché della piattaforma in cemento: solo con condizioni generali davvero buone che escludano la necessità di ulteriori interventi strutturali, al costoso raddoppio del fondo è forse preferibile un'intensificazione dei controlli, sfruttando le tecnologie di maggiore efficacia riconosciute per le verifiche con serbatoio fuori servizio, integrandole con misure eseguite sul serbatoio in servizio con tecnologie che si stanno dimostrando efficaci, inclusi robot e misure GW. La prognostica avanzata, basata su modelli di calcolo sofisticati può costituire uno strumento non secondario per ridurre le incertezze ed estendere in modo sicuro l'esercizio dei serbatoi, ben oltre i classici cinquant'anni. Raddoppio del fondo e verifiche più efficaci non sono comunque alternative, in particolare per serbatoi di più recente costruzione.

Nell'attuale fase di transizione energetica, nuovi prodotti andranno a sostituire gli attuali prodotti e materie prime di origine fossili, sia per rispondere alle esigenze di mobilità che per alimentare l'industria petrolchimica. Si tratta prodotti di origine biologica o sintetica, con caratteristiche funzionali assimilabili ai prodotti convenzionali, ma per i quali esistono ancora pochi dati sugli effetti a larga scala che potrebbero avere sul deterioramento dei sistemi di contenimento esistenti, a cominciare dai serbatoi di stoccaggio. I cambi d'uso andranno quindi valutati attentamente sulla base delle conoscenze disponibili sulla corrosività dei "nuovi" prodotti, condividendo per quanto possibile i risultati sulle misure in esercizio. Anche qui la disponibilità di dati e la forza dei modelli prognostici sono strumenti essenziali per garantire che nel cambio di prodotti stoccati si mantengano, e magari si innalzino, i livelli di sicurezza assicurati con i prodotti convenzionali.

Referenze

[AD-018] Adekitan, A. I. (2018). *Risk assessment and safety analysis for a jet fuel tank corrosion recertification operation*. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*, 9(7), 387-396.

[AL-018] Al-Sabagh, A. M., Abdou, M. I., Migahed, M. A., Abd-Elwanees, S., Fadl, A. M., & Deiab, A. (2018). *Investigations using potentiodynamic polarization measurements, cure durability, ultra violet immovability and abrasion resistance of polyamine cured ilmenite epoxy coating for oil and gas storage steel tanks in petroleum sector*. *Egyptian journal of petroleum*, 27(3), 415-425.

[AN-018] Anvo, R. Sattar, T. Gan, T.H. Pinson, I. (2018). *Non-destructive Testing Robots (NDTBOTs) for In-Service Storage Tank Inspection*. *Journal of Mechanics Engineering and Automation*. 8. 103-109

[AN-022a] Ancione G., Mennuti C., Bragatto P., Milazzo M.F., Proverbio E., 2022, *Application of statistical analysis for the identification of critical bottom areas due to corrosion in atmospheric storage tanks*, *Chemical Engineering Transactions*, 90, 13-18

[AN-022b] Ancione, G.; Saitta, R.; Bragatto, P.; Fiumara, G.; Milazzo, M.F. *An Advanced System for the Visualisation and Prediction of Equipment Ageing*. *Sustainability* 2022, 14, 6156.

[API-2610] American Petroleum Institute API STANDARD 2610 (2018) *Design, Construction, Operation, Maintenance, and Inspection of Terminal and Tank Facilities* 3rd edition. Washington USA

[API-575] American Petroleum Institute API STANDARD 653 *Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks* (2014) 3rd edition. Washington USA

[API-581] American Petroleum Institute (API), 2016, *Risk-Based Inspection Methodology*. *API Recommended Practice API RP 581*, 3rd ed., New York.

[API-581] American Petroleum Institute API, RP 581 (2016) *Risk-Based Inspection Methodology* 3rd edition Washington USA

[API-620] American Petroleum Institute API, STANDARD 620 (2013) *Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks* 12th edition Washington USA

[API-650] American Petroleum Institute API STANDARD 650 (2013) *Welded Tanks for Oil Storage* 12th edition, Washington USA

[API-651] American Petroleum Institute API RP 651 (2014) *Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks* 4th edition, Washington USA

[API-652] American Petroleum Institute API RP 652 (2014) *Linings of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms* 4th edition, Washington USA

[API-653] American Petroleum Institute API STANDARD 653 *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction* (2009) 4th edition. Washington USA

[BO-006] Bolzoni F., Fassina P., Fumagalli G., Lazzari L., Mazzola E., 2006, *Applicazione dei modelli probabilistici allo studio della corrosione localizzata*, *La metallurgia italiana* 6, 9-15.

[BR-020] Bragatto P., Pirone A., Vallerotonda M.R., Milazzo M.F., 2020, *Safety Report Updating for Aged Seveso Plants*, *Chemical Engineering Transactions*, 82, 13-18

[CA-016] Calabrese, L., Galeano, M., Proverbio, E., Di Pietro, D., Cappuccini, F., & Donato, A. (2016). *Monitoring of 13% Cr martensitic stainless steel corrosion in chloride solution in presence of thiosulphate by acoustic emission technique*. *Corrosion Science*, 111, 151-161.

[CA-021] Cailly, W., Walaszek, H., Brzuchacz, S., Zhang, F., & Lasaygues, P. (2021). *Assessment of Long-Range Guided-Wave Active Testing of Storage Tanks*. *Journal of Physics: Conference Series* 1761 (1) 012008.

[CO-018] Cobb, A. C., Fisher, J. L., Bartlett, J. D., & Earnest, D. R. (2018). *Damage detection in hazardous waste storage tank bottoms using ultrasonic guided waves*. In *AIP Conference Proceedings* 1949, (1), 110007

[DE-019] Demichela M., Cozzani V., Marzani A., Baldissone G., Messina M., 2019, *Aging Facilities prognostic & health management: data collection, analysis and use*, *Chemical Engineering Transactions* 77, 925-930.

[DT-015] DT 94 (2015) *Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux*. Union des Industries Chimiques - France Chimie Paris France

[EE-014] EEMUA, 2014, *Users' guide to the inspection, maintenance and repair of aboveground vertical cylindrical steel storage tanks*, P159 4th ed. EEMUA London, UK.

[EE-014] The Engineering Equipment and Materials Users Association (EEMUA), *Users' Guide to the Inspection, Maintenance and Repair of above Ground Vertical Cylindrical Steel Storage Tanks*, Publication EEMUA n. 159.

[ES-020] Esmael, I. A., Ibraheem, N. F., & Ahmed, F. M. (2020). *Studying the Effect of Nano Filler on Epoxy Properties used in storage tank Low Carbon Steel Protection*. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 10(4), 121-136.

[EU-006] EUROPEAN COMMISSION (2006) *Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage* https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/esb_bref_0706.pdf

[EU-013] EUR, report no. 26331 (2013) *Corrosion Related Accidents in Petroleum Refineries*. Wood, M. H., Arellano, A. V., & Van Wijk, L. European Commission Joint Research Centre

- [FA-020] Fang, Z., Wang, Z., & Li, G. (2020). *Research on Implementation Method and Technical Application of Risk Assessment to Storage Tank at National Petroleum Reserves*. ASME Pressure Vessels and Piping Conference 21151.
- [FA-021] Fadl, A. M., Abdou, M. I., Zordok, W. A., & Sadeek, S. A. (2021). *Intrinsic anti-corrosion, self-healing and mechanical resistance behaviors of epoxy composite coating intercalated with novel mixed Ni (II), Pd (II), and Cd (II) complex cross-linking accelerators for steel petroleum tanks*. *Journal of Materials Research and Technology*, 15, 2242-2275.
- [FE-019] Feng, Y., Yang, Y., & Huang, B. (2019). *Corrosion analysis and remaining useful life prediction for storage tank bottom*. *International Journal of Advanced Robotic Systems*, 16(5)
- [GI-017] Girkar, S.I. Nair, A.M. Mangatt, R.V. (2017) Integrity Challenges & Control - *Tank Bottom Corrosion* CORCON 2017 Mumbai, India.
- [GR-000] A. Groysman and N. Erdman, 2000, *A Study of Corrosion of Mild Steel in Mixtures of Petroleum Distillates and Electrolytes*, CORROSION, 56, 12, 1266-1271.
- [GU-958] Gumbel E.J., 1958, *Statistics of Extremes*, Columbia University Press, New York.
- [HSE-002] Health & Safety Executive (HSE), 2002, *Guidelines for use of statistics for analysis of sample inspection of corrosion*. Research report n. 016.
- [IM-020] Isbah, I. and Mangestiyono, W. (2020) *Analysis the cause of leakage and repair of floor plates Gasolio tank 20-D-2 at PT BADAQ NGL Indonesia* IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 845 012043.
- [IN-010] INERIS. 2010. *Benchmark sur les tuyauteries en raffineries. Maitrise du vieillissement des installations industrielles. Rapport d'Étude 05/02/2010*. No DVM-10-102957-08343B <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/benchmark-tuyauteries-raffinerie-web.pdf>
- [IS-982] Ishikawa Y., Ozaki T., Hosaka N., Nishida O., 1982, *Prediction of Localized Corrosion Damage of Some Machine Components by Means of Extreme Value Statistical Analysis*, *Transactions ISIJ* 22, 977-983.
- [JO-994] Joshi N.R., 1994, *Statistical analysis of UT corrosion data from floor plates of a crude oil aboveground storage tank*, *Material Evaluation* 52(7), 846-849.
- [KA-004] Kasai, N. Sekine, K. Maruyama, H. (2004). *Influence of Corrosion Products on Magnetic Flux Leakage Signals in Inspection of Farside Metal-loss Defects in Oil Storage Tank Bottom Floors*. *Journal of the Japan Petroleum Institute* 47 19-26
- [KA-016] Kasai N., Mori S., Tamura K., Sekine K., Tsuchida T., Serizawa Y., 2016, *Predicting maximum depth of corrosion using extreme value analysis and Bayesian inference*, *International Journal of Pressure Vessels and Piping* 146, 129-134.

- [KA-953] Kaiser, J. *Erkenntnisse und Folgerungen aus der Messung von Geräuschen bei Zugbeanspruchung von metallischen Werkstoffen* (1953) *Archiv Eisenhüttenwesen*, 24, pp. 43-45
- [LE-005] Lee S.H., Choe B.H., Kim Y.P., Kim W.S., Ko Y.T., Lee J.H., Paik U., 2005, *Probabilistic Assessment for Failure probability of Pipe Lines by Extreme Value Distribution*, *Materials Science Forum*, Vols. 486-487, 229-232.
- [MA-011] Mazeika, L. Kazys, R. Raišutis, R. & Sliteris, R. (2011). *Ultrasonic guided wave tomography for the inspection of the fuel tanks floor. International Journal of Materials and Product Technology*. Vol. 41. 128-139.
- [MA-012] Martin, G., 2012, *Acoustic emission for tank bottom monitoring 4th Asia Pacific Workshop on Structural Health Monitoring* Melbourne, Australia
- [MI-019] Milazzo, M.F., Bragatto, P. *A framework addressing a safe ageing management in complex industrial sites: The Italian experience in «Seveso» establishments Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 58 (2019) 70 -81
- [MI-022] Milazzo, M.F. Ancione, G. Bragatto, P. Proverbio, E. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 77 (2022) 104781
- [NA-993] NACE TM0172-HD1993-SG, *Determining Corrosive Properties of Cargoes in Petroleum Product Pipeline*, Nace International, 1993.
- [NU-005] NORSOK M-506 *CO2 corrosion rate calculation model*, Standards Norway, 2005.
- [OE-017] OECD, 2017, *Environment, Health and Safety Publications, Series on Chemical Accidents*, No. 29, *Ageing of hazardous installations*, ENV/JM/MONO/2017/9, Paris, F
- [PA-006] Park, S., Kitsukawa, S., Katoh, K., Yuyama, S., Maruyama, H., & Sekine, K. (2006). *Development of AE monitoring method for corrosion damage of the bottom plate in oil storage tank on the neutral sand under loading*. *Materials Transactions*, 47(4), 1240-1246.
- [PA-014] Papasalouros, D., Bollas, K., Kourousis, D., & Anastasopoulos, A. (2014). *Acoustic emission tank floor testing: A study on the data-base of tests and follow-up inspections. Proceedings of the 31st European Working Group on Acoustic Emission*, Dresden, Germany
- [PA-014] Papasalouros, D., Bollas, K., Kourousis, D., Tsopeles, N., & Anastasopoulos, A. (2014). *Modern inspection methodologies for RBI programs of atmospheric storage tanks*. In 11th European Conference on Non-Destructive Testing ECNDT
- [QU-021] Qu, Z., Tang, D., Wang, Z., Li, X., Chen, H., & Lv, Y. (2021). *Pitting Judgment Model Based on Machine Learning and Feature Optimization Methods*. *Frontiers in Materials*, 348.

- [RA-005] A. Rajasekar, S. Maruthamuthu, N. Muthukumar, S. Mohanan, P. Subramanian, N. Palaniswamy, *Bacterial degradation of naphtha and its influence on corrosion*, Corrosion Science, Volume 47, Issue 1, 2005, Pages 257-271..
- [SA-013] Sakamoto, H., Sekine, K., Maeda, M., Suzuki, H., 2013. *Development of improved AE evaluation technique for corrosion damage in bottom plates of above-ground oil tanks in service*. Journal of the Japan Petroleum Institute 56 (5), 298-303.
- [SC-004] Schneider C., 2004, *Application of Extreme Value Analysis to Corrosion Mapping Data*, 4th European-American Workshop on Reliability of NDE - We.2.A.3.
- [SH-011] Shibata T., 2011, *Corrosion probability and statistical evaluation of corrosion data*, In UHLIG'S Corrosion Handbook, pp. 365-384, ECS-The Electrochemical Society, 3rd ed., Ottawa.
- [SH-020] Sharif, N. A., Ramli, R., Nuawi, M. Z., & Mohamed, A. Z. (2020). *Theory and development of magnetic flux leakage sensor for flaws detection: A review*. Jurnal Kejuruteraan, 32(3), 385-395.
- [SH-991] Shibata T., 1991, *Evaluation of corrosion failure by extreme value statistics*, ISIJ International 31(2), 115-121.
- [SL-019] Slaughter, M. (2019). *Overcoming Corrosion Integrity Management Challenges for Storage Tanks and Associated Pipelines*. NACE International Corrosion Conference Proceedings 13340
- [SU-008] Summa, V. (2008). *In-service above ground storage tanks inspection robotics technology update*. Inspectioneering Journal, 11-20.
- [TU-016] Tu, J., Qiu, G., Chen, H., & Song, X. (2016). *An automatic navigation magnetic flux leakage testing robot for tank floor inspection*. International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics, 52(1-2), 399-405.
- [UN-016] UNI EN 13018:2016 *Prove non distruttive - Esame visivo - Principi generali* UNI Ente di Normazione Italiano <https://store.uni.com/uni-en-13018-2016>
- [UN-017] UNI EN ISO 17637:2017 *Controllo non distruttivo delle saldature - Esame visivo dei giunti saldati per fusione*. UNI Ente di Normazione Italiano <https://store.uni.com/uni-en-iso-17637-2017>
- [UN-019] UNI EN ISO 16809:2019 *Prove non distruttive - Misurazione dello spessore mediante ultrasuoni* UNI Ente di Normazione Italiano <https://store.uni.com/uni-en-iso-16809-2019>
- [VE-009] Velázquez J.C., Caleyó F., Valor A., Hallen J.M., 2009, *Predictive Model for Pitting Corrosion in Buried Oil and Gas Pipelines*, Corrosion 65(5), 332-342.
- [VO-017] *Vose Software* <https://www.vosesoftware.com/index.php>

[YO-020] Yousaf, M. Z., & Mustafa, A. (2020). *Maintenance effects on life cycle of large above storage tanks*. Int J Biosen Bioelectron, 6(5), 130-136.

[YU-007] Yuyama, S., Yamada, M., Sekine, K., & Kitsukawa, S. (2007). *High pressure institute of japan recommended practice for acoustic emission testing for corrosion in the bottom plate of aboveground tanks*. Materials evaluation, 65(9), 888-892.

[ZD-019] Zdravkov, L., & Pantusheva, M. (2019). *Typical damage in steel storage tanks in operation*. Procedia Structural Integrity, 22, 291-298.

[ZH-020] Zhao, Y., Wu, Z., Li, D., Zhang, Y., & Guan, G. (2020). *Intelligent computing methods used in acoustic emission and magnetic flux leakage detection of tank bottom*. IEEE International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS)

I Quaderni di ricerca

- 1 - G. Ciriello, M. De Felice, R. Mosca, M. Veltroni, *Infortuni sul lavoro. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'Inail*
- 2 - L. Cortis, F. M. Fabiani, C. Ratti, L. Rossi, D. G. Svampa, C. Vitale, *Analisi e valutazione del comportamento dell'assorbitore di energia nei sistemi di arresto caduta con differenti masse di prova*
- 3 - P. Rossi, *Danno biologico: monitoraggio, criticità e prospettive d'interesse medico-legale a dieci anni dall'introduzione della nuova disciplina*
- 4 - M. De Felice, A. Goggiamani, R. Mosca, M. Veltroni, *Malattie professionali. Un modello di lettura (della numerosità) su "open data" dell'Inail*
- 5 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Nuovi strumenti per la valutazione dello scivolamento e ribaltamento delle scale portatili*
- 6 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Determinazione della resistenza caratteristica dei dispositivi di collegamento montante-traverso nei ponteggi metallici fissi di facciata*
- 7 - S. Carruba, R. Grimaldi, M. Sparro, S. Tomasini, *Vendor Rating: il modello di valutazione delle forniture IT dell'Inail*
- 8 - P. Agnello, S. M. Ansaldi, *Una proposta di ontologia per gli Open Data Inail sugli infortuni: dalla numerosità dei dati alla gestione della conoscenza*
- 9 - A. Alvino, A. Antonini, C. Delle Site, A. Di Loreto, F. Giacobbe, D. Lega, E. Pichini, M.A. Pierdominici, L. Ricciardi, A. Tonti, *Analisi delle cause di rottura di materiali metallici: esempi di Applicazione*
- 10 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Light workers e criticità dell'assorbitore di energia nei sistemi di arresto caduta*
- 11 - S. Carruba, R. Grimaldi, M. Sparro, S. Tomasini, *Vendor Rating: la valutazione delle forniture IT dell'Inail per il 2015*
- 12 - L. Cortis, F. M. Fabiani, L. Rossi, D. G. Svampa, *Metodologia per prove di rigidità e resistenza per i dispositivi di collegamento montante-traverso nei ponteggi metallici fissi di facciata*
- 13 - R. Giovinazzo, E. Guerrera, M. Mameli, D. Sarto, M. Veltroni, *Analisi della contaminazione microbiologica degli ambienti di lavoro. Valutazione della qualità del dato analitico nel conteggio microbico su piastra e nelle prestazioni dell'operatore*
- 14 - P. Agnello, F. Bracco, C. Brunel, M. Masini, T. F. Piccinno, A. Sedaoui, D. Tazi, *Promuovere la sicurezza nelle organizzazioni attraverso manager resilienti*

- 15 - L. Rossi, *Esecuzione in sicurezza dei lavori in copertura. Misure di prevenzione e protezione*
- 16 - F. Antonello, P. Bragatto, F. Di Maio, S. M. Hoseyni, E. Zio, *Stima adattiva del rischio di rottura di attrezzature in pressione, sulla base dei dati di monitoraggio*
- 17 - J. Cecca, N. L'Episcopo, L. Mainero Rocca, *Nuove tecniche analitiche al servizio della sicurezza dei lavoratori: sviluppo di un metodo di analisi diretta di fungicidi e insetticidi sulla superficie delle foglie*
- 18 - A. Di Francesco, P. Iacono, A. Nebbioso, A. Pirone, G. Saputi, C. Simeoni, M.R. Vallerotonda, *Settore Seveso: contesto normativo e caratterizzazione statistica degli infortuni*
- 19 - F. M. Fabiani, L. Rossi, *Criticità delle reti di sicurezza di piccole dimensioni*

