



**INTEGRAZIONI ALL'ISTANZA DI
AUTORIZZAZIONE INTEGRATA
AMBIENTALE**

OTTOBRE 2009

RAFFINERIA DI MILAZZO S.C.P.A.



PREMESSA E STRUTTURA DELLA NOTA

Con la presente nota ed i suoi Allegati la Raffineria intende rispondere alle richieste di integrazione presentate dalla Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale – IPPC nel corso della riunione svoltasi presso la sede ISPRA in data 01/10/2009, a seguito della convocazione telefonica da parte della Commissione ricevuta il 29/09/2009. Il Verbale dell'incontro è riportato come Allegato 1.

La nota è strutturata nei seguenti Capitoli:

1. Emissioni convogliate in atmosfera;
2. Sistemi di Gestione;
3. Gestione serbatoi;
4. Demolizioni.

e corredata dai seguenti Allegati:

Allegato 1 Verbale dell'incontro del 01/10/2009 tenutosi presso la sede ISPRA

Allegato 2 Manuale Operativo del Sistema GARO (Impianto recupero Gas Torcia)

Allegato 3 Materiale informativo per il personale interno relativo al Protocollo RMP

Allegato 4 Interventi finalizzati al miglioramento delle performance ambientali

Allegato 5 Attività di Ispezione e Manutenzione Parco Serbatoi

1. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA

1.1. Emissioni Totali della Raffineria

In Tabella 1-1 vengono riepilogati i valori di bolla relativi agli ultimi 3 anni di esercizio della Raffineria, calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi degli effluenti gassosi dell'intero stabilimento.

Tabella 1-1: Valori di bolla relativi al 2006, 2007 e 2008

Parametro	Anno 2006 (mg/Nmc)	Anno 2007 (mg/Nmc)	Anno 2008 (mg/Nmc)
NOx	285	265	267
SO ₂	752	700	595
Polveri	21	18	24
CO	68	88	68

Nella Tabella 1-2 vengono invece riepilogate i consuntivi annui relativi al medesimo triennio correlati alla quantità di greggi lavorata.

Tabella 1-2: Emissioni totali annue relative al 2006, 2007 e 2008

	NOx (t)	SO ₂ (t)	Polveri (t)	CO (t)	Throughput (t)
Anno 2006	2.693	6.921	191	667	8.913.262
Anno 2007	2.671	6.829	165	894	8.879.018
Anno 2008	2.363	5.124	201	607	8.198.816

Si precisa che i dati relativi all'anno 2008, sia in termini di concentrazione che in termini di flussi di massa, non sono rappresentativi delle normali condizioni di esercizio della Raffineria. Tale anno è stato infatti caratterizzato dalla fermata generale quadriennale degli impianti di conversione, della durata programmata pari a 45 giorni. Si sono aggiunti a ciò alcuni upset, l'ultimo dei quali determinato da un distacco dell'alimentazione elettrica esterna, con ulteriori giorni di fermata non programmata per tutti gli impianti ed in particolare per quelli di conversione. Di conseguenza, la quantità di greggio lavorata in totale nell'anno ha subito una sostanziale diminuzione. In aggiunta, la fermata prolungata degli impianti di conversione ha determinato una minore percentuale di lavorazione dei greggi ad alto tenore di zolfo. Il quadro emissivo finale risulta pertanto atipico ed assai inferiore a quello riscontrato negli anni precedenti.

1.2. Emissioni del Nuovo Impianto Idrogeno HMU3

In Tabella 1-3 sono riportate le emissioni, in termini di concentrazione e di emissioni totali annue, del futuro Impianto Idrogeno HMU3 per il quale è in corso il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale.

Tabella 1-3: Flussi emissivi impianto HMU3

Portata	SO ₂		NOx		Polveri		CO	
	Nm ³ /a	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a
434.081.886	15	35	87	200	2	5	35	80

I dati emissivi annuali sono stati calcolati stimando un funzionamento continuo dell'impianto per 8760 h/anno.

Per quanto riguarda il nuovo impianto HMU3, si evidenzia che:

- il nuovo forno brucerà solo gas naturale e Off Gas (gas di ricircolo) che garantiranno emissioni poco significative di PST e la limitazione delle emissioni di SO₂;
- il nuovo forno sarà dotato di bruciatori Low NOx che garantiranno emissioni di NOx contenute;
- verranno adottati sistemi di monitoraggio della temperatura e del contenuto di ossigeno per il nuovo forno al fine di ottimizzare l'efficienza di combustione (abbattimento emissioni di CO).

1.3. Descrizione sistema GARO

La Raffineria è dotata di 3 collettori di blowdown, 2 dei quali convogliano i flussi gassosi a 2 Torce idrocarburiche mentre il rimanente alla Torcia acida. In particolare i collettori di blowdown collegati alle torce idrocarburiche ricevono da un sistema di scarichi di emergenza, dreni e vari collegamenti che convogliano anche gli scarichi delle tenute di alcune apparecchiature.

La Raffineria gestisce le proprie Torce con l'obiettivo di minimizzare la quantità di gas da bruciare. Sul principale collettore a torcia idrocarburica a servizio della maggior parte delle unità di raffineria risulta infatti installato dal 2001 un sistema di recupero gas mediante compressori speciali ad anello liquido (GARO) che lo comprime per immetterlo nuovamente nella rete fuel gas di Raffineria dopo lavaggio con una soluzione amminica per eliminare i prodotti solforati, inviati agli impianti di recupero zolfo. Una più dettagliata descrizione di tale sistema è riportata come Allegato 2 al presente documento.

Tale intervento consente di utilizzare un gas che altrimenti verrebbe bruciato in torcia; quindi consente un risparmio globale sui fuels bruciati nei forni e nelle caldaie contribuendo ad abbassare le perdite della raffineria ed in ultima analisi a migliorare l'impatto ambientale. Il recupero di tale aliquota di gas fa sì che si bruci meno olio combustibile con una riduzione delle emissioni atmosferiche della raffineria.

La Raffineria ha programmato di installare tale sistema anche sul collettore di blowdown denominato NIC a servizio delle unità LC Finer, Idrogeno 1, Idrogeno 2 (gestito da Linde Gas Milazzo) e HDC, Si veda a tal proposito il Paragrafo 2.3 della presente nota.



2. SISTEMI DI GESTIONE

2.1. Sistema di Gestione Integrato Sicurezza Salute Ambiente e Qualità

Le tematiche connesse ad ambiente, qualità, sicurezza e salute, sono curate dalla Raffineria di Milazzo rispettivamente attraverso il Sistema di Gestione Integrato Qualità e Ambiente (SGI)¹ e il Sistema di Gestione della Sicurezza Grandi Rischi (SGS).

Il Sistema di Gestione Integrato è quella parte del sistema di gestione generale della Raffineria che comprende la struttura organizzativa, le attività di pianificazione, le responsabilità, le prassi, le procedure, i processi e le risorse disponibili per elaborare, attuare e riesaminare la Politica per Sicurezza Salute Ambiente e la Qualità.

L'implementazione di un Sistema di Gestione Integrato introduce una nuova filosofia organizzativa, improntata al "miglioramento continuo" delle proprie prestazioni in materia di salute sicurezza e ambiente, dei prodotti e, più in generale, al miglioramento della sua gestione complessiva. Esso include:

- la Gestione dei possibili Rischi di Incidente Rilevante (RIR) correlati alla presenza di determinate sostanze pericolose di cui al D. Lgs 334/99 e s.m.i.;
- la Gestione Ambientale di tutte le attività e le operazioni svolte nel sito che hanno, o possono avere, effetti sull'ambiente circostante, con l'obiettivo di proteggere l'ambiente e prevenire l'inquinamento;
- la Gestione in Qualità del sistema di produzione del Propilene, nonché dei relativi processi di supporto, finalizzata al perseguimento della soddisfazione del cliente.

Il buon funzionamento del Sistema è periodicamente controllato e sottoposto a verifiche ispettive (audit), interne ed esterne, che assicurano la conformità del Sistema stesso alle norme internazionali di riferimento.

Il Sistema di Gestione della Sicurezza è stato adottato in ottemperanza a quanto previsto dal D. Lgs. 334/99 e s.m.i. e risulta naturalmente interconnesso con alcuni elementi del sistema di gestione generale ed ambientale della Raffineria. Tale Sistema è stato sottoposto a verifica da parte della commissione ministeriale, come previsto dal D. Lgs. 334/99, nell'ottobre-dicembre 2005.

Per quanto riguarda invece le tematiche ambientali, il Sistema di Gestione Integrato sovrintende a tutte le attività e operazioni svolte nell'ambito del sito che hanno o possono avere effetto sull'ambiente circostante e si pone come obiettivo il miglioramento continuo delle prestazioni in campo ambientale attraverso un programma che prevede sia l'applicazione di interventi gestionali sia la realizzazione di investimenti mirati. Esso si basa su un complesso sistema di procedure che prevede il coinvolgimento attivo, a diversi livelli di responsabilità, di

¹ Il Sistema di Gestione Ambientale è stato certificato ISO 14001 nel Febbraio 2004. L'ultimo rinnovo è stato effettuato nel corso del 2007. Nel corso del 2007 la Raffineria ha ottenuto anche la certificazione ISO 9001 del Sistema di Gestione Qualità.



tutto il personale che opera all'interno dello stabilimento, istruito a tale scopo grazie ad una continua formazione specifica.

La corretta applicazione di tali procedure, garantita da un articolato sistema di verifiche sistematiche e periodiche condotte sia da personale interno, sia dall'Ente di Certificazione, consente il raggiungimento di un livello di protezione ambientale costantemente superiore agli standard imposti dalla legge. In particolare, il Sistema di Gestione Integrato è documentato attraverso il Manuale e le Procedure.

Il Manuale del Sistema di Gestione Integrato illustra e descrive il Sistema ed in esso vi è riportata la "Politica di Sicurezza, Salute ed Ambiente e Prevenzione degli Incidenti Rilevanti" e la descrizione dell'Organizzazione della Raffineria, dei mezzi, delle attività, delle responsabilità che riguardano la prevenzione dell'inquinamento, il miglioramento continuo delle prestazioni e la protezione ambientale. Le Procedure, allegate al Manuale, sebbene strutturalmente indipendenti, esplicitano le modalità operative e gestionali attraverso le quali vengono rispettati i requisiti della Norma ISO 14001:2004. In particolare esse descrivono:

- le modalità di definizione e gestione degli obiettivi e dei programmi di miglioramento ambientale della Raffineria;
- le modalità di identificazione e valutazione degli aspetti ed impatti ambientali possibili ed attuali, derivanti dalle attività del sito nelle condizioni di normale regime, anomale e di emergenza;
- le modalità di identificazione dei requisiti legislativi ambientali applicabili alla Raffineria;
- le modalità di pianificazione e registrazione del controllo operativo e delle attività di sorveglianza e monitoraggio ambientale;
- le modalità di identificazione e registrazione delle non conformità e delle eventuali azioni correttive;
- le modalità di pianificazione e documentazione degli audit ambientali, delle registrazioni e della revisione periodica del SGA da parte della Direzione.

La gestione degli aspetti di sicurezza, ambiente e salute dei lavoratori è presidiata da specifiche strutture dedicate:

- *Comitati di Sicurezza, Salute e Ambiente*, con compiti di indirizzo, coordinamento, verifica, diffusione e promozione delle tematiche di Sicurezza Salute e Ambiente;
- *Comitati di Linea*, che hanno la responsabilità di coinvolgere tutti i livelli aziendali per ottimizzare la gestione delle attività che hanno ricadute in ambito di Sicurezza, Salute e Ambiente;
- *Comitato di Sicurezza Ditte Terze*, formato dai responsabili dei cantieri delle ditte con contratto pluriennali con compiti di indirizzo, di coordinamento, di verifica e di sensibilizzazione nei confronti delle Imprese appaltatrici affinché queste ottemperino alle normative e procedure interne di Raffineria.



Nell'ambito del Servizio di Prevenzione e Protezione è stato individuato un Rappresentante della Direzione per il Sistema di Gestione Ambientale ed il Sistema di Gestione della Sicurezza (RSGA), con il compito di assicurare che i requisiti di entrambi i Sistemi siano stabiliti, applicati e mantenuti in conformità rispettivamente alla norma internazionale ISO 14001:2004 per il SGA e al D. Lgs. 334/99 e s.m.i. e al D.M. 09/08/2000 per il SGS.

2.2. Il protocollo RMP (Refinery Management Protocol)

La Raffineria ha deciso di adottare un sistema internazionale di rating della sicurezza, per valutare le proprie performance e raggiungere livelli di eccellenza nella gestione degli aspetti di Ambiente, Salute e Sicurezza sulla base della metodologia ISRS®.

Tale metodologia, di proprietà di uno tra i più autorevoli Enti di certificazione, è basata sullo svolgimento di un audit sistematico e completo dei risultati conseguiti dal management rispetto ai programmi definiti sulla base degli standard stilati dai principali esperti internazionali nel Loss Control Management (controllo e gestione delle perdite).

Tale attività di auditing, effettuata in accordo al protocollo ISRS ver. 6.4, ha permesso di identificare delle aree su cui intervenire attraverso un approccio sistematico mediante l'implementazione del Protocollo RMP (Refinery Management Protocol ISRS®).

Il Protocollo RMP costituisce un insieme di "Best Practices" che possono aiutare a controllare le perdite dovute a infortuni, danni accidentali, incendi ed esplosioni, ecc...; il Protocollo tratta argomenti che riguardano le persone, gli impianti e i processi, il coinvolgimento dei dipendenti e inoltre temi legati all'ambiente, nell'ottica di individuare una prassi di gestione integrata e volta alla prevenzione di una perdita, intesa come accadimento di un evento indesiderato.

Il Protocollo prevede oltre 600 attività/requisiti di sistema (organizzati all'interno di 15 elementi tematici), a ciascuno dei quali è stato assegnato un numero di punti definito. Gli elementi principali sono:

1. Leadership;
2. Gestione del Rischio;
3. Requisiti legali;
4. Pianificazione;
5. Integrità dell'organizzazione;
6. Formazione;
7. Comunicazione;
8. Documenti e RegISTRAZIONI;
9. Controllo Operativo;
10. Preparazione e risposta alle emergenze;



11. Indagini sugli eventi e successive azioni;
12. Salubrità e Igiene del luogo di lavoro;
13. Integrità degli impianti;
14. Appaltatori e Fornitori;
15. Riesame della Direzione.

La quantità di punti allocata ad ogni attività di sistema indica la sua relativa importanza all'interno di un sistema gestionale efficace.

Il sistema di punteggio consente di misurare oggettivamente le attività di prevenzione degli eventi indesiderati sopra definiti e, attraverso un programma di implementazione strutturato e progressivo, di incoraggiare e motivare al miglioramento delle performance.

Ad oggi sono state portate a termine azioni di miglioramento con l'obiettivo di raggiungere una conformità agli standard richiesti dal Protocollo di oltre il 75%. Tale stima è al momento frutto di un'autovalutazione interna. È però in fase di pianificazione un programma di audit, eseguiti da parte di un ente esterno qualificato, volto alla verifica del grado di applicazione del protocollo.

A testimonianza di quanto la comunicazione interna sia ritenuta elemento fondamentale per il miglioramento delle performance relative alla gestione delle tematiche di Ambiente, Salute e Sicurezza, a titolo di esempio sono riportati come Allegato 3 alla presente nota alcuni pieghevoli distribuiti a tutto il personale aziendale per illustrare in modo semplice ed efficace i principi fondamentali del Protocollo RMP.

2.3. Programma di investimenti finalizzati al miglioramento delle performance ambientali

La descrizione degli interventi finalizzati al miglioramento delle performance ambientali presentati all'interno dell'istanza di AIA è riportata come Allegato 4 alla presente nota.

Nel periodo di validità dell'AIA, la Raffineria ha inoltre in previsione di realizzare i seguenti ulteriori investimenti:

- **Adeguamento impianto Sour Water Stripper 1**: tale intervento consentirà di incrementare la capacità dell'impianto per ridurre l'arrivo di ammoniaca all'impianto di trattamento effluenti.

Il progetto di revamping del Sour Water Stripper 1 ha come obiettivo il potenziamento della capacità di lavorazione delle acque acide di raffineria riducendo il quantitativo di inquinanti come NH_3 e H_2S , nelle acque trattate. La rimozione di questi componenti consente di fare fronte alla fermata programmata dell'impianto SWS2 e di attenuare i carichi all'impianto di trattamento acque di processo. Il progetto è stato sviluppato considerando due assetti operativi possibili: il primo con l'SWS1 a servizio delle acque acide del gruppo impianti FCC e Vacuum (acqua prodotta con NH_3 e H_2S <10 wppm);

il secondo a servizio di impianti ad alto carico di NH_3 (12.000 wppm) e H_2S (28.000 wppm).

Nel primo caso è stata definita una portata di carica pari a $70 \text{ m}^3/\text{h}$ con un'acqua prodotta contenente $<2 \text{ wppm}$ di H_2S e $<20 \text{ wppm}$ di NH_3 . Nel secondo caso è stata identificata la capacità massima di lavoro pari a $55 \text{ m}^3/\text{h}$.

In entrambi i casi la modifica dell'accumulatore di carica consentirà di ottimizzare il trattamento dei gas acidi agli impianti zolfo senza causare arrivo indesiderato di idrocarburi.

L'incremento di capacità di stripping delle acque acide di raffineria apporta benefici di carattere economico ed ambientale.

La rimozione di componenti come NH_3 e H_2S dall'acqua trattata consente una gestione ottimale delle acque di scarico a mare. Tali componenti rimossi dall'acqua inviata a SWS1 vengono recuperati negli impianti di recupero di zolfo.

Oltre ai benefici di carattere ambientale che ne rendono assolutamente opportuna l'esecuzione, il progetto ha anche dei ritorni economici a causa della possibilità di ottimizzare le fermate degli impianti per MTA.

- **Interventi riduzione emissioni NOx:** realizzazione di uno studio di fattibilità per l'installazione di bruciatori Low NOx sui forni di Raffineria che ne sono ad oggi sprovvisti ed installazione di nuovi bruciatori Low/UltraLow NOx di ultima generazione su quelli che già sono muniti di questa tecnologia. La tecnologia Low NOx ed Ultra Low NOx comporta l'impiego di bruciatori di dimensioni e pesi maggiori con perdite di carico superiori e necessitano di particolari geometrie per garantire un comportamento adeguato della fiamma e di sistemi di tiraggio forzato. L'installazione è pertanto subordinata alla situazione delle strutture del forno ed alla sua geometria. I forni principali sono progettati per bruciare un combustibile misto fuel gas e fuel oil (non possono marciare 100% fuel gas) e la quota parte di fuel oil bruciato, poiché contiene azoto, produce NOx non eliminabili con tecnologie Low NOx.
- **Adeguamento dell'impianto di trattamento TAP:** tale intervento consentirà di migliorare la qualità dei reflui della Raffineria.

L'impianto di trattamento effluenti è attualmente costituito da una sezione di pretrattamento, un trattamento fisico, uno chimico ed uno biologico. All'impianto TAP confluiscono le acque di processo, gli spurghi, le acque sanitarie, le acque piovane e le acque acide. Il progetto prevede l'installazione di una nuova sezione biologica con reattore di nitrificazione-denitrificazione (DNB) in luogo della attuale sezione a fanghi attivi (ASU). Si prevede, inoltre, un potenziamento della sezione filtrazione del water reuse.

I benefici attesi dalla realizzazione di una nuova sezione biologica di nuova tecnologia in luogo della attuale sezione a fanghi attivi sono riconducibili alla gestione degli scarichi a mare e del circuito di acqua di raffreddamento.

Il revamping della sezione biologica permetterà di avere ampi margini di gestione rispetto alle specifiche attuali e future dell'acqua in uscita.



La nuova sezione di water-re-use (impianto di filtrazione) consentirà di produrre un'acqua con minore contenuto di solidi sospesi (10 ppm contro gli attuali 50-100 ppm). Tale acqua, utilizzata come acqua di reintegro circuito acqua di raffreddamento, avendo caratteristiche ottimali, consentirà di ridurre notevolmente i fenomeni di sporramento che si registrano nel circuito con conseguente drastica riduzione dei costi di manutenzione per pulizia. Inoltre si eviteranno anche i danneggiamenti degli scambiatori del circuito dovuti a fenomeni corrosivi sotto deposito.

- **Installazione del sistema GARO sul collettore di blowdown NIC:** tale intervento consentirà di incrementare ulteriormente il recupero dei gas altrimenti inviati a Torcia.
- **Studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto fotovoltaico.** Tale intervento, soggetto alla verifica di disponibilità di aree adeguate, consentirebbe alla Raffineria un incremento dell'energia elettrica autoprodotta senza alcun incremento di emissioni.

3. GESTIONE SERBATOI

3.1. Attività di ispezione e manutenzione del Parco Serbatoi

La Raffineria si è dotata di specifici strumenti di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basate su norme internazionali: procedure RAM 91009 e MANINGE 95307. La definizione dei piani ispettivi tiene conto di diversi parametri quali: caratteristiche tecniche del serbatoio (tipologia, materiali, spessori, ecc.), condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), storia di esercizio (dati ispettivi e anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). In base a tale esame vengono scelte le specifiche tecniche ispettive (sia con serbatoio in esercizio che con serbatoio fuori esercizio) e le relative frequenze. Per ulteriori dettagli in merito si rimanda all'Allegato 5 al presente documento.

La Raffineria ha definito il programma di ispezione e manutenzione con l'obiettivo di massimizzare l'affidabilità e l'efficienza del parco serbatoi. Nell'ambito delle strategie di riduzione di potenziali contaminazioni dei terreni, viene valutata caso per caso l'applicazione del doppio fondo nei serbatoi in funzione della specificità del prodotto contenuto, della "storia" del serbatoio e dell'entità dei fenomeni corrosivi riscontrati. A tal proposito la Raffineria ha deciso, a partire da quest'anno, di valutare l'applicazione della specifica ENI per il rifacimento dei fondi che prevede, per alcune categorie di prodotti, l'esecuzione dei doppi fondi.

La Raffineria inoltre ha adottato un piano volto ad incrementare il livello di sicurezza nella gestione dei livelli di stoccaggio e prevenire la possibilità di insorgenza di fenomeni altamente pericolosi quali l'overfilling o addirittura la fuoriuscita dei tetti. Tutti i serbatoi con tetto galleggiante sono provvisti di strumentazione che consente di effettuare la lettura del livello dei liquidi, con indicazioni locali e, mediante trasmettitori, in sala controllo. La misura strumentale del livello del liquido nel serbatoio viene realizzata per mezzo di televelli di tipo ENRAF. Importante è sottolineare che inoltre su tutti i serbatoi critici (circa 100 serbatoi) sono installati allarmi di altissimo livello, indipendenti ed in aggiunta agli indicatori di livello, con segnale riportato in sala controllo e una serie di algoritmi di calcolo che consentono anche di definire la posizione e lo stato del tetto galleggiante.

Allo stato attuale la Raffineria ritiene, considerando l'attenta politica di prevenzione adottata da sempre al fine di minimizzare i potenziali rischi di sversamenti nel terreno, che non siano necessari ulteriori interventi quali ad esempio la pavimentazione dei bacini dei serbatoi di stoccaggio. La Raffineria ha effettuato, inoltre, una valutazione del rischio aggiuntivo derivante dalle quantità incrementali di acque meteoriche raccolte ed inviate al proprio impianto di trattamento acque nel caso tutti i bacini di contenimento venissero pavimentati. Il contributo, in termini di portate, derivante da tale intervento risulterebbe superare di gran lunga le capacità idrauliche del sistema fognario in alcuni collettori e le potenzialità di stoccaggio e trattamento attualmente presenti in stabilimento; si renderebbero di conseguenza necessari degli ingenti investimenti aggiuntivi e preliminari su tali sistemi, investimenti comunque condizionati ad una verifica di fattibilità.

4. DEMOLIZIONI

Allo stato attuale e nei tempi di validità dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, la Raffineria non prevede interventi sostanziali relativi a demolizioni di impianti e strutture obsolete o fuori servizio; tali interventi sono già stati completati negli anni precedenti. Tuttavia sono pianificate ed eseguite periodiche attività minori di dismissione e/o rimozione di linee fuori esercizio, di materiali contenenti amianto e di trasformatori elettrici. Per queste ultime due tematiche si rimanda per maggiori dettagli ai paragrafi successivi.

4.1. Amianto

La Raffineria mantiene aggiornato un censimento dei materiali contenenti amianto (MCA) presenti presso il sito, riferito alle coperture in cemento-amianto (ne risultano presenti 1.361 m² pari a un valore stimato di 21.776 kg totalmente incapsulati), ed ai MCA di isolamento termico di tubazioni (circa 9 km pari un valore stimato di 131.247 kg il peso stimato del coibente coperti a loro volta da lamierino). Le modalità di gestione e sorveglianza di tali manufatti sono regolamentate tramite specifica procedura del Sistema di Gestione Integrato "Ambiente, Salute e Sicurezza e Qualità" (Procedura "Gestione Amianto" – RAM-ZG-E-92008 già a disposizione del GI).

Le condizioni dei MCA censiti sono verificate con periodicità regolare (6 mesi/1 anno) da società esterne specializzate e le risultanze sono riassunte in rapporti scritti. Annualmente RAM inoltra all'Autorità la valutazione sullo stato di conservazione relativi all'amianto ancora presente presso il sito.

Le azioni di ripristino necessarie (riparazioni, incapsulamento o rimozione) sono eseguite puntualmente, ed in conformità alla normativa applicabile. In particolare, per quanto riguarda tutto l'amianto ad oggi censito (tubazioni, tettoie e coperture in cemento-amianto) è oggetto di un programma di rimozione che, in funzione degli interventi di manutenzione e delle risultanze delle verifiche periodiche, potrebbe concludersi nei tempi di validità dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

4.2. PCB

Conformemente a quanto richiesto dalla normativa vigente, la Raffineria inoltre comunica regolarmente all'ARPA l'elenco delle apparecchiature contenenti PCB ancora in uso presso il sito e/o in dismissione (ultima relativa al 2007).

Presso la Raffineria sono ad oggi presenti due trasformatori contenenti PCB in percentuale eccedente il limite dello 0.005% peso, elencati nella seguente Tabella 4-1.

Tabella 4-1: Elenco trasformatori contenenti PCB

Matricola	Sigla	Anno costruzione	Potenza	Peso olio	PCB
			(kVA)	(Kg)	(%peso)
30330	4TR5	1970	25.000	16.500	100
7198/2	SSTML1A	1972	500	2.000	0.006

La Raffineria sta procedendo all'alienazione del trasformatore matr.30330 entro il 31 Dicembre 2009, secondo quanto previsto dalla Legge 62/05.



ALLEGATI



Allegato 1 – Verbale dell'incontro del 01/10/2009 tenutosi presso la sede ISPRA

**ISPRA**Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Decreto legislativo n. 59 del 18 febbraio 2005 e s.m.i.
**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL
TERRITORIO E DEL MARE E L'ISPRA (GIÀ APAT) IN MATERIA DI SUPPORTO
ALLA COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC**

Verbale di Riunione
Supporto ISPRA – Gruppo Istruttore - Gestore

GESTORE	RAFFINERIA DI MILAZZO S.C.P.A.
LOCALITÀ	MILAZZO
DATA DI RIUNIONE	1° ottobre 2009
ORARIO CONVOCAZIONE RIUNIONE	14.00
GESTORE	Lino Gamba
SUPPORTO ISPRA	Paola Giorgioli (assente) Alessandro Casula (assente) Francesca Floccia (presente)
SUPPORTO ARPA	n.c.
GRUPPO ISTRUTTORE	Cinzia Albertazzi – Referente (presente) Marcello Iocca (assente) Antonio Mantovani (presente) Marco Mazzoni (assente) Vincenzo Sansone – Regione Sicilia (presente) Carmela Milena Ziino Colanino – Provincia di Messina (presente) Lorenzo Italiano – Comune di Milazzo (assente) Eugenio Cottone – Comune di San Filippo del Mela (assente)
GRUPPO ISTRUTTORE VIA	Rita Caroselli (presente)
RAPPRESENTANTI DEL GESTORE	Salvatore Scigliano Antonio Buccarelli Fortunato Laganà Mario Santostasi
REFERENTE NUCLEO DI COORDINAMENTO	Franco Cotana
N° PROTOCOLLO LETTERA DI INCARICO G.I.	CIPPC-00_2009-0000492 del 04-03-2009
N° PROTOCOLLO LETTERA DI CONVOCAZIONE GRUPPO ISTRUTTORE	CIPPC-00_2009-0002001 del 24-09-2009
DOCUMENTAZIONE PRESENTATA DA ISPRA	
ALTRA DOCUMENTAZIONE	

Il giorno 1° ottobre 2009, alle ore 14.00, presso la sede dell'ISPRA, si tiene la riunione del Gruppo Istruttore (GI) della Commissione AIA-IPPC e del Gestore dell'impianto Raffineria di Milazzo S.C.p.A..

E' presente anche il Referente della Commissione VIA, ing. Rita Caroselli.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

La dott.ssa Cinzia Albertazzi, salutati e ringraziati i presenti, chiede al Gestore molteplici approfondimenti che il Gestore si impegna a produrre entro la settimana p.v.

Il Referente del GI, nel ricordare che i Commissari ai sensi dell'art. 5 comma 4 del D.M. 25-09-2007, "sono tenuti ad osservare il segreto d'ufficio sulle attività oggetto dell'incarico", dichiara sciolta la riunione alle ore 16,00 dopo lettura, approvazione e sottoscrizione del presente verbale.

V. S.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
Hejbra

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

ISTITUZIONE/ ORGANIZZAZIONE RAPPRESENTATA	NOMINATIVO	TELEFONO/ CELLULARE	FAX	POSTA ELETTRONICA	FIRMA
REG SICILIANA	VINCENZO SAMSONE	0912077852			
COMMISSIONE VIA	CARLUCCI LITA	3356611924			
PROVINCIA REGIONE NORCE DEL VESUVIO	MILENA ZILING COLANINCO	369 4830655		Alice@alice.it Mantolibanis.antonio@ mantolibanis.it	
COMM. IPPC	ANTONIO MANTOLIBANI			antonio.mantolibanis@ippc.it	
RAM TILAZZO RAM	LINO GARIB SALVATORE SIZIANO			lino.garib@ram.it	
RAM	SALVATORE SIZIANO	3357825266		salvatore.sizi@ram.it	
RAM	ANTONIO BUCCARELLI			antonio.buccarelli@ram.it	
RAM	FORTUNATO LAGANA			FORTUNATO.LAGANA@RAM.IT	
RAM RAM	FORTUNATO LAGANA	3357825806		antonio.sizi@ram.it	

Comm
IPPC

Cinzia Albertazzi
004179
3564214

Cinzia Albertazzi
@yahoo.it



Allegato 2 – Manuale Operativo del Sistema GARO (Impianto recupero Gas Torcia)



**IMPIANTO RECUPERO GAS DI TORCIA
CON COMPRESSORE C250-6.3 X/SP
Commessa GARO N° 2000/506
Manuale Operativo - Copertina**

MANUALE OPERATIVO

**IMPIANTO RECUPERO
GAS DI TORCIA CON
COMPRESSORE C250-6.3 X/SP**



GARO DOTT. ING. ROBERTO GABBIONETA S.p.A.
Via Pompei 15
20052 Monza ITALY
Tel. 039 83960.1
Telefax 039 83 57 20 (G3)
e-mail: garocomp@tin.it
web site: www.garocomp.com



Reg. Imprese Milano n. 53915 - R.E.A. Milano n. 1116978
Codice Fiscale 06705800156 - Partita IVA 02387420987
Capitale Sociale L. 200.000.000 i.v.

SEZ. B1 - GENERALE

1. SCOPO DELLA FORNITURA	1
2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	
2.1.Apparecchiature che compongono l'impianto	2
2.2.Dati nominali delle principali apparecchiature che compongono l'impianto	2
2.3.Limiti di batteria	4
3. PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	6
3.1.Principio di funzionamento dei compressori ad anello liquido	6
3.2.Principio di funzionamento dell'impianto	8
4. SISTEMA DI BLOCCHI, VALVOLE DI SICUREZZA	11
4.1.Sistema di blocchi	11
4.2.Valvole di sicurezza	15
5. CONTROLLO ALLINEAMENTO MOTORE / COMPRESSORE	11
5.1.Istruzioni generali	16
5.2.Istruzioni di controllo allineamento motore / compressore	20
6. ISTRUZIONI GENERALI DI AVVIAMENTO E FERMATA IMPIANTO	21
6.1.Premessa	21
6.2.Assetti di marcia	21
6.3.Operazioni di avviamento e fermata impianto	21
7. CAUSE DERIVANTI DALLA MANCANZA DI FORNITURA UTILITIES	29
8. MANUTENZIONE DEL COMPRESSORE	30
8.1.Procedure di smontaggio	30
8.2.Pacco attrezzi	31
8.3.Revisione generale	31
8.4.Ordinazione delle parti di ricambio	32
8.5.Registrazione assiale	32
8.6.Lubrificazione	33
8.7.Avarie	33



1. SCOPO DELLA FORNITURA

Lo scopo della fornitura GARO, relativa ad un impianto composto da n° 1 compressore ad anello liquido mod. C250-6.3 X/SP e montato su uno skid, è quello di recuperare il gas di torcia proveniente dal collettore di "blowdown" di raffineria e, dopo averlo compresso da 100 kPa assoluti, immetterlo nuovamente nella rete di raffineria a 785 kPa assoluti.



2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

2.1. APPARECCHIATURE CHE COMPONGONO L'IMPIANTO

La fornitura dell'impianto GARO di recupero gas di torcia è essenzialmente composta da:

- UN compressore ad anello liquido.
- UN separatore in ingresso verticale in aspirazione al compressore
- UN separatore gas/liquido trifasico orizzontale in mandata
- UNO scambiatore di calore a fascio tubiero
- UNA pompa rilancio idrocarburi condensati nel separatore in ingresso
- UNA valvola di riciclo gas per controllare la pressione sul collettore di aspirazione
- UNA valvola on/off sulla linea di by pass aspirazione/mandata
- UNA valvola on/off sulla linea di aspirazione
- UNA valvola di controllo livello idrocarburi condensati nel secondo vano del separatore gas/liquido trifasico
- UNA valvola di controllo livello nel primo vano del separatore gas/liquido trifasico
- UNA valvola di controllo acqua di reintegro anello liquido
- UN set di dispositivi di sicurezza composto da 4 valvole di sicurezza.
- UN set di strumenti di misura e controllo
- UNA serie di valvole di sezionamento manuale linee
- UN PLC dedicato alla gestione dei blocchi d'impianto
- UNA serie di schede ad integrazione del sistema DCS di raffineria per la gestione degli allarmi, indicazioni e controlli.

2.2. DATI NOMINALI DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE CHE COMPONGONO L'IMPIANTO

a) Compressore 123-K-01

Modello	:	C250-6.3 X/SP	
Portata massica	:	2723,6	kg/h
Pressione in aspirazione	:	100	kPa abs.
Temp. aspirazione normale	:	40-60	°C
Peso molecolare medio del gas	:	31,8	kg/kmol
Pressione in mandata	:	785	kPa abs.
Temperatura mandata	:	60	°C
Portata liquido di servizio	:	30	m ³ /h
Numero di giri	:	980	RPM

b) Motore elettrico 123-MK-01

Potenza del motore elettrico	:	550	kW
Tensione motore	:	6000	V
N° poli	:	6	
Frequenza	:	50	Hz

c) Separatore in ingresso 123-D-01

Diametro	:	900	mm
Altezza	:	2000	mm
Volume totale	:	1500	l
Temperatura di esercizio	:	40-60	°C
Temperatura di progetto	:	90	°C
Pressione di esercizio	:	10	barg
Pressione di progetto	:	15	barg

d) Separatore trifasico gas/liquido/liquido orizzontale 123-D-02

Diametro	:	1400	mm
Lunghezza	:	4100	mm
Volume totale	:	7750	l
Temperatura di esercizio	:	40	°C
Temperatura di progetto	:	80	°C
Pressione di esercizio	:	4	bar abs.
Pressione di progetto	:	7	bar abs.

e) Scambiatore a fascio tubero 123-E-01

Tipo	:	AES	
Potenza termica	:	533	kW
Portata acqua di ricircolo	:	28000	kg/h
Temperatura ingresso acqua di raff.	:	30	°C
Temperatura uscita acqua di raff.	:	31,5	°C
Temperatura ingresso anello liquido	:	50,4	°C
Temperatura uscita anello liquido	:	34	°C

f) Pompa rilancio idrocarburi condensati 123-P-01

Tipu	:	API 610	
Modello	:	Finder 1*2PEP101CLL	
Costruzione	:	a sbalzo	
Portata	:	10	m ³ /h
Prevalenza	:	101	m
Pressione differenziale	:	600	kPa
NPSH	:	0,963	m
Potenza assorbita all'asse	:	6,75	kW
Numero di giri	:	2950	RPM
Giunto	:	TSKS Metastream	
Tenuta	:	Flowsolve double QB 2250	
Codice	:	API-BDTFN	
API plan	:	54	

g) Motore elettrico pompa rilancio idrocarburi condensati 123-MP-01

Potenza del motore elettrico	:	11	kW
Tensione motore	:	380	V
N° poli	:	2	
Frequenza	:	50	Hz

2.3. LIMITI DI BATTERIA

Come limiti di batteria dell'intero impianto si possono considerare (vedi anche P&ID Garo doc. n° 3/10542):

- ⇒ la flangia di ingresso della valvola di intercetto manuale VS1 della linea di aspirazione (N1).
- ⇒ la flangia di uscita della valvola di intercetto manuale VS116 sulla linea a valle del separatore trifasico in mandata al compressore (N2).
- ⇒ la flangia di entrata della valvola di intercetto manuale VS138 per l'alimentazione azoto di bonifica (N3).
- ⇒ la flangia di uscita della valvola di intercetto manuale VS117 sul collettore di blowdown (N4).
- ⇒ la flangia di entrata della valvola di intercetto manuale VS70 per l'alimentazione del vapore a bassa pressione per bonifica (N5).
- ⇒ la flangia di uscita della valvola di intercetto manuale VS71 sul collettore di slop (N6).
- ⇒ la flangia di uscita della valvola di intercetto manuale VS68 sul collettore di acqua acida a SWS (N7).

- ⇒ la flangia di entrata della valvola di intercetto manuale VS32 per l'alimentazione acqua di pozzo (N8).
- ⇒ la flangia di entrata della valvola di intercetto manuale VS62 per l'acqua di raffreddamento (N9).
- ⇒ la flangia di uscita della valvola di intercetto manuale VS61 per l'acqua di raffreddamento (N10).
- ⇒ la flangia di uscita alla ghiotta oleosa (N11).
- ⇒ la flangia di entrata per l'alimentazione aria strumenti (N12).

3. PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

3.1. PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DEI COMPRESSORI AD ANELLO LIQUIDO

Il compressore ad anello liquido modello C250-6.3 X/SP è essenzialmente costituito da:

1. Un coperchio aspirante e premente.
2. Un corpo di primo stadio e secondo stadio con pareti periferiche interne doppiamente eccentriche rispetto all'asse di rotazione.
3. Una girante rigidamente sostenuta da un albero guidato da due cuscinetti.
4. Un cono di distribuzione fissato al coperchio aspirante e premente.
5. Una tenuta meccanica doppia back to back API plan 54.
6. Un corpo del supporto, il quale è la sola parte portante della macchina.

La girante mette in rotazione il liquido di servizio che riempie parzialmente i corpi, formando un anello di spessore pressoché costante.

Tale anello, per effetto della forza centrifuga, assume la forma eccentrica della parete periferica dei corpi e ad ogni mezzo giro si allontana e si avvicina al mozzo della girante.

In ciascuna cella contenuta tra due pale consecutive della girante, il liquido viene spinto radialmente verso la periferia durante il primo quarto di giro iniziato sull'asse orizzontale, mentre nel successivo quarto di giro viene spinto verso il centro.

Il gas è quindi aspirato attraverso le aperture di aspirazione del cono durante il primo quarto di giro ed è compresso durante il secondo quarto di giro.

Il gas entra nel corpo di primo stadio e dopo la compressione, attraverso le aperture di mandata di primo stadio del cono, entra nel corpo di secondo stadio dove è compresso e scaricato, attraverso le aperture di mandata di secondo stadio del cono, nel coperchio di aspirazione e mandata.

Il cono è il componente di distribuzione del gas ed è fornito di due aperture di aspirazione e di due aperture di mandata nel primo e nel secondo stadio.

Queste aperture sono in comunicazione con le bocche di aspirazione e di mandata del coperchio.

Poiché i corpi sono simmetrici rispetto ad un piano orizzontale passante per l'asse, la risultante delle pressioni radiali opposte trasmesse dall'anello liquido alla girante è nulla.

L'aspirazione e la compressione del gas vengono quindi realizzate dallo spostamento radiale dell'anello liquido.

Quest'ultimo serve a diversi scopi:

- Alla compressione del gas
- A realizzare una perfetta tenuta
- Ad asportare il calore di compressione

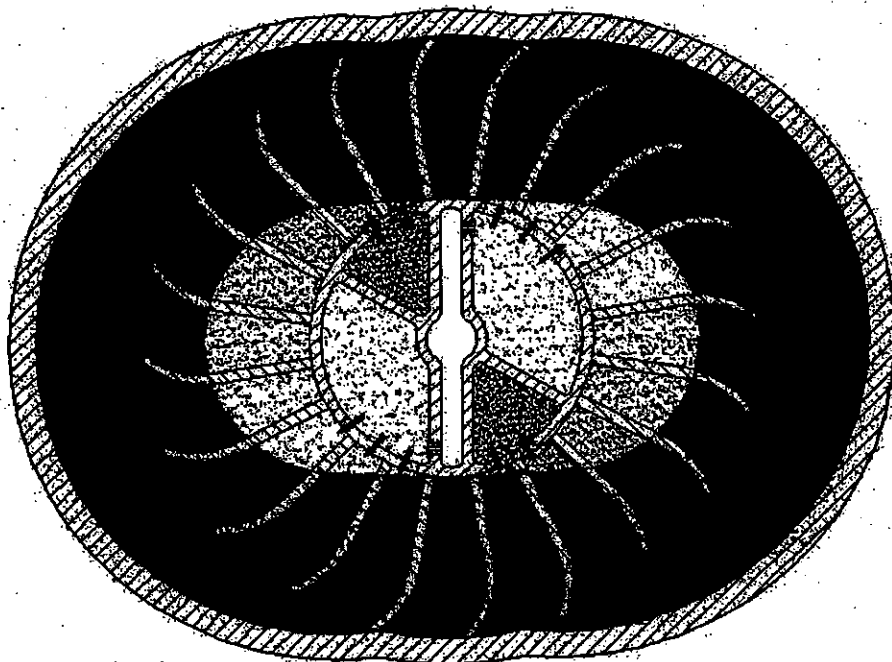
L'anello liquido viene continuamente rinnovato attraverso un circuito chiuso.

Esso viene scaricato dal compressore in un separatore, dove viene separato dal gas, quindi fuoriesce dal separatore per entrare in un refrigerante, dove viene raffreddato per rientrare nuovamente nel compressore.

Per garantire il buon funzionamento del compressore è necessario che il flusso dell'acqua attraverso il compressore avvenga con un appropriato valore di portata.

La portata del liquido è un parametro caratteristico del compressore e aumenta naturalmente con l'aumentare della differenza di pressione tra lo scarico e l'aspirazione.

Il corretto valore di portata è stato scelto in fase di progettazione e non richiede normalmente una regolazione in campo. Qualora ciò dovesse rendersi necessario, può essere fatto agendo sulla valvola posta sulla tubazione di adduzione dell'acqua in ingresso al compressore.



3.2. PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Il gas proveniente dal collettore di blow down è aspirato dal compressore 123-K-01.

Eventuali idrocarburi che potrebbero condensare in tale collettore, andranno ad accumularsi nel separatore in ingresso verticale 123-D-01.

Questo separatore è munito di un sistema di controllo di livello che attiva e disattiva una pompa 123-P-01 di rilancio degli idrocarburi condensati accumulati. La pompa può essere nel caso avviata e fermata anche manualmente attraverso selettore sul quadro di comando locale 123-Q-01; il consenso all'avviamento è comunque legato alla presenza di battente sufficiente individuato dal livellostato 123-LXSL 1.

Al compressore arriva il gas di torcia ad una temperatura variabile tra i 40 e 60 °C senza trascinamenti consistenti di liquidi. Il compressore può accettare anche piccole portate di liquido.

Al compressore arriva anche dell'acqua di ricircolo che oltre a garantire la quantità di liquido che all'interno del compressore costituisce l'anello, consente l'asportazione del calore di compressione e la tenuta tra girante e corpo eccentrico.

Dalla mandata del compressore esce una miscela di gas, acqua ed eventuali idrocarburi condensati.

Questa miscela entra nel separatore gas/liquido trifasico orizzontale 123-D-02 dove avviene la separazione del gas dal liquido per effetto di gravità e da liquido a liquido per effetto di sfioramento tra liquidi di diversa densità.

Dalla testa del separatore gas/liquido trifasico 123-D-02, passando attraverso un demister 123-F 3, esce gas saturo di vapore acqueo, più piccole quantità di acqua ed idrocarburi condensati che vengono trascinati dalla corrente gassosa alla pressione di circa 785 kPa assoluti.

Questo gas viene poi immesso nuovamente nella rete di raffineria.

Dal primo vano del separatore trifasico esce l'acqua di ricircolo che ritorna al compressore dopo essersi raffreddata nello scambiatore a fascio tubiero 123-E-01.

La circolazione dell'anello liquido è assicurata dalla differenza di pressione tra il separatore trifasico e la camera di immissione liquido all'interno del compressore. La quantità necessaria per il corretto funzionamento dell'impianto è di circa 30 m³/h ed è controllata attraverso un trasmettitore di portata a flange tarate 123-FT 2.

Il gas aspirato dal compressore è secco, ma in conseguenza del processo di compressione all'interno del compressore ad anello liquido, esso si satura di vapore acqueo. Questo determina una continua diminuzione della quantità di acqua contenuta nell'impianto.

Per compensare questo fenomeno è prevista una linea di acqua di reintegro attraverso acqua di pozzo con controllo di portata automatico realizzato tramite una valvola di regolazione automatica 123-LV 2A, gestita da un trasmettitore di portata FT 3. L'acqua di pozzo immessa nell'impianto prima di entrare nel processo è utilizzata per il flussaggio delle tenute meccaniche del compressore 123-K-01 e della pompa 123-P-01.

Gli eventuali idrocarburi condensati che galleggiano sopra l'acqua nel primo vano del separatore trifasico cadono, per effetto di uno stramazzone posto a cavallo tra il primo ed il secondo vano, in quest'ultimo insieme ad una piccola quantità di acqua e vengono scaricati attraverso una valvola di regolazione 123-LV 3 controllata da un trasmettitore di livello 123-LV 3 posto in corrispondenza del secondo vano del separatore trifasico.

Per evitare un eccessivo contenuto di acqua nel vano idrocarburi, è prevista anche una linea di scarico sul primo vano, dotata di una valvola di regolazione 123-LV 2 controllata da un trasmettitore di livello a barra di torsione 123-LV 2 con controllo dell'interfase, posto in corrispondenza del primo vano del separatore trifasico.

L'impianto è dotato inoltre di una linea ricircolo gas e di by-pass.

La linea di ricircolo gas è dotata di una valvola pneumatica di controllo automatica 123-PV 1 che è gestita a sua volta da un trasmettitore 123-PT 3 posto in aspirazione al compressore. In caso di riduzione di portata al compressore, la valvola 123-PV 1 si aprirà in misura maggiore o minore in modo da evitare un abbassamento della pressione in aspirazione che tenderebbe a mettere in depressione il collettore di blowdown.

La linea di by pass è dotata di una valvola on/off automatica 123-XV 2 che rimane aperta prima della partenza del compressore e che si chiude con la partenza del compressore. Con compressore in marcia, essa si deve aprire ad ogni fermata normale o per blocco del compressore per evitare un riflusso violento dell'acqua per effetto del differenziale di pressione esistente tra mandata ed aspirazione.

Sul collettore di aspirazione è posta una valvola a farfalla 123-XV 1 che isola automaticamente l'impianto dal collettore di blowdown quando il compressore è fermo; il compressore si avvierà solo nel momento in cui questa valvola avrà avuto il tempo per terminare la sua procedura di apertura.

L'impianto è inoltre dotato di un pannello di controllo locale 123-Q-01 privo di logica, dotato di spie visive per le indicazioni, gli stati, i selettori di marcia ed arresto del motore principale e del motore della pompa di rilancio e l'illuminazione dell'impianto.

L'avviamento del compressore può avvenire esclusivamente abilitandolo con selettore a chiave e tramite pulsante di marcia posizionato sul pannello di controllo locale 123-Q-01.

La logica di controllo dell'impianto è realizzata dal DCS della Sala controllo, mentre la logica di blocco è realizzata attraverso un PLC dedicato installato nella sala tecnica di Raffineria.



**IMPIANTO RECUPERO GAS DI TORCIA
CON COMPRESSORE C250-6.3 X/SP
Commessa GARO N° 2000/506
Manuale Operativo - Sez. B Rev.0**

L'arresto del compressore potrà avvenire, oltre che per i blocchi programmati, anche per azione manuale, sia dalla sala controllo con pulsante di emergenza, sia dal pannello di controllo locale con pulsante di arresto o con fungo di emergenza.



4. SISTEMA DI BLOCCHI, VALVOLE DI SICUREZZA.

La sicurezza dell'impianto è assicurata in prima istanza da una serie di blocchi programmati secondo quanto riportato nel "Elenco allarmi, blocchi e controlli" n° C00506EA01T ed in seconda istanza da 4 valvole di sicurezza poste in corrispondenza delle apparecchiature in pressione.

4.1. SISTEMA DI BLOCCHI

BLOCCO MANUALE IMPIANTO

La fermata dell'impianto può avvenire sia dalla sala controllo, sia dal pannello di controllo locale.

BLOCCO PER BASSA PRESSIONE NEL COLLETTORE DI BLOW DOWN A MONTE VALVOLA 123-XV 1.

La pressione in aspirazione al compressore è controllata dal regolatore presente a DCS 123-PRC 3 che mediante la valvola di regolazione 123-PV 1 ricicla il gas dal separatore trifasico all'aspirazione stessa.

Il regolatore 123-PRC 3 è munito di allarme di bassa pressione 123-PAL 3 generato dallo strumento 123-PT 3 ed esiste anche un allarme 123-PAL 1 generato dallo strumento 123-PT 1 a monte della valvola on-off 123-XV 1.

Nel caso in cui la pressione nel collettore di aspirazione dovesse scendere al di sotto delle soglie di allarme dovrà entrare in funzione il blocco su PSXL 1.

123-PSXL 1	Set. 10 mbarg	Blocco 123-PAXL 1
------------	---------------	-------------------

BLOCCO PER BASSA PRESSIONE NEL COLLETTORE DI BLOW DOWN A VALLE VALVOLA 123-XV 1.

Qualora non fosse sufficiente il completo riciclo del gas a compensare l'abbassamento di pressione in aspirazione e non fosse ancora intervenuto il blocco 123-PAXL 1 dovrà entrare in funzione il blocco sul pressostato 123-PSXL 4; la duplicazione dei blocchi per bassa pressione nel collettore di blow down è stata resa necessaria per la presenza della valvola on-off di sezionamento linea di aspirazione.

123-PSXL 4	Set. 5 mbarg	Blocco 123-PAXL 4
------------	--------------	-------------------

BLOCCO PER ALTA PRESSIONE NEL COLLETTORE DI MANDATA

Sulla mandata del compressore, prima del separatore gas/liquido orizzontale è montato un pressostato 123-PSXH 1 che interverrà fermando il motore principale qualora la pressione in questo tratto dovesse superare il valore prestabilito.

123-PSXH 1	Set. 8,5 barg	Blocco 123-PAXH 1
------------	---------------	-------------------

BLOCCO PER ALTA TEMPERATURA NELL'ANELLO LIQUIDO

Sulla linea di ricircolo dell'anello liquido, prima dello scambiatore, è montato un termotrasmettore 123-TT 5 il segnale trasmesso al PLC blocca il compressore se la temperatura dovesse superare i 70 °C

123-TT 5	Set. 70 °C	123-TAH 5
----------	------------	-----------

BLOCCO PER ALTA TEMPERATURA NEGLI AVVOLGIMENTI STATORICI MOTORE COMPRESSORE

Nel caso in cui la temperatura negli avvolgimenti statorici del motore principale superassero i 140 °C questo verrà segnalato attraverso i termotrasmettitori 123-TT 8, 123-TT 9 e 123-TT 10 che attraverso il PLC bloccheranno il compressore.

123-TT 8, 9, 10	Set. 140 °C	123-TAH 8, 9, 10
-----------------	-------------	------------------

BLOCCO PER ALTA TEMPERATURA NEL COLLETTORE DI ASPIRAZIONE

Sul collettore di aspirazione, prima del separatore in ingresso, sono montati tre termostati con logica di blocco 2 su 3 (123-TSXH 1, 123-TSXH 2, 123-TSXH 3), essi interverranno bloccando il compressore se la temperatura dovesse superare gli 80 °C

123-TSXH 1, 2, 3	Set. 80 °C	Blocco 2 su 3 123-TAXH 1, 2, 3
------------------	------------	--------------------------------

BLOCCO PER BASSA PORTATA RICIRCOLO ANELLO LIQUIDO

Nel caso in cui sulla linea di ricircolo dell'anello liquido, la portata dovesse scendere al di sotto di un certo valore il trasmettitore 123-FT 2 attraverso il PLC bloccherà il compressore. Esiste un by-pass di 10 secondi su questo blocco nella fase di avviamento del compressore prima che esso attraverso la differenza di pressione tra mandata e aspirazione ne determini la portata operativa.

123-FT 2	Set. 10 m ³ /h	123-FAL 2
----------	---------------------------	-----------

BLOCCO PER BASSA PRESSIONE DI FLUSSAGGIO TM COMPRESSORE

La pressione in cassastoppa del compressore è garantita dall'orifizio calibrato FO 1 nella tubazione di uscita dalla TM. Nel caso in cui si dovesse rompere la tenuta meccanica o nel caso in cui la pressione non fosse più in grado di garantire la tenuta interverrebbe il pressostato 123-PXSL 2 determinando un blocco del compressore attraverso il PLC.

123-PXSL 2	Set. 3 barg	123-PAXL 2
------------	-------------	------------

BLOCCO PER BASSO LIVELLO SEPARATORE TRIFASICO 1 VANO LATO ACQUA

Per un corretto funzionamento dell'impianto è necessario assicurare che il compressore riceva come anello liquido l'acqua di ricircolo. Quest'acqua viene continuamente reintegrata attraverso la valvola 123-LV 2A che regola la portata di flusso delle tenute meccaniche (compressore e pompa). Il livello nel serbatoio trifasico lato acqua è controllato dalla presenza della valvola 123-LV 2 attraverso il controllore 123-LIC 2. Qualora non dovesse funzionare il controllo di livello, il blocco di bassissimo livello nel primo vano garantisce che il compressore non possa funzionare senza acqua. Non è necessario un blocco di altissimo livello in tale vano in quanto l'eventuale acqua eccedente stramazzerrebbe nel 2 vano di hold up degli idrocarburi condensati; questa eventualità è comunque segnalata da un allarme di alto livello 123-LAH 1.

Il blocco 123-LAXL 2 è assicurato da un livellostato 123-LSXL 2 che interverrà bloccando il compressore, qualora l'acqua dovesse scendere sotto a un certo livello considerato "minimo" rispetto all'asse inferiore del bocchello inferiore dello stand pipe strumenti di livello sul serbatoio trifasico 1 vano lato acqua.

123-LSXL 2	Set. 200 mm H ₂ O	Blocco 123-LAXL 2
------------	------------------------------	-------------------

**BLOCCO PER ALTO LIVELLO NEL SEPARATORE TRIFASICO 2 VANO LATO
IDROCARBURI CONDENSATI**

Il livello di idrocarburi condensati è garantito dal sistema composto dal trasmettitore di livello 123-LT 3 accoppiato con la valvola 123-LV 3 attraverso il controllore 123-LIC 3. Se per malfunzionamento, tale sistema dovesse bloccarsi o se la linea di scarico HC dovesse essere intercettata, il livello di idrocarburi aumenterebbe fino a riempire completamente il separatore. Per evitare questo fenomeno, comunque segnalato preventivamente dall'allarme 123-LAH 3 è stato previsto un livellostato 123-LSXH 3 che interverrà bloccando il compressore.

123-LSXH 3	Set. 360 mm H ₂ O	Blocco 123-LAXH 3
------------	------------------------------	-------------------

Non è stato previsto un blocco di bassissimo livello nel vano di hold up idrocarburi condensati, in quanto eventuali fuoriuscite di gas nel sistema di SLOP, comunque segnalate dall'allarme 123-LAL 3, determinano una rapida depressurizzazione dell'impianto.

BLOCCO PER CHIUSURA VALVOLA 123-LV 2A

La portata alle tenute meccaniche del compressore e della pompa sono garantite dalla valvola 123-LV 2A. Nel caso in cui si dovesse chiudere la valvola 123-LV 2A il fincorsa 123-ZXSL 1 interverrebbe determinando un blocco del compressore attraverso il PLC.

123-ZXSL 1	Set. -	123-ZAXL 1
------------	--------	------------

Le conseguenze dell'intervento di uno dei blocchi sopra citati genererà i seguenti effetti:

FERMATA del motore elettrico principale del compressore.

MESSA IN SICUREZZA delle valvole pneumatiche secondo lo schema seguente:

123-XV 1	Ingresso gas	CHIUSA
123-XV 2	By-pass impianto	APERTA
123-LV 2	Scarico acqua a SWS	CHIUSA
123-LV 2A	Make up acqua	CHIUSA
123-LV 3	Scarico idrocarburi condensati	CHIUSA

4.2. VALVOLE DI SICUREZZA

123-PSV 1 Set. 9 barg

Questa valvola è posta sul separatore in ingresso e scarica nel collettore di Blow Down. Essa è stata calcolata per 5600 kg/h di vapore.

123-PSV 2 Set. 9 barg

Questa valvola è posta sul separatore gas/liquido orizzontale e scarica anch'essa nel collettore di Blow Down. Essa è stata calcolata per 4351 kg/h di vapore.

123-PSV 3 Set. 5 barg

Questa valvola è posta sullo scambiatore dell'anello liquido lato mantello. Scarica anch'essa nel collettore di Blow Down. Essa è stata calcolata per 2684 kg/h di vapore + 352 kg/h di liquido.

123-PSV 4 Set. 9 barg

Questa valvola è posta sullo scambiatore dell'anello liquido lato tubi. Scarica anch'essa nel collettore di Blow Down. Essa è stata calcolata per 738 kg/h di vapore + 340 kg/h di liquido.

5. CONTROLLO ALLINEAMENTO MOTORE / COMPRESSORE

5.1 ISTRUZIONI GENERALI

Il corretto allineamento dei giunti di trasmissione permette al compressore di lavorare alle minime condizioni di vibrazione ed aumenta la vita media dei cuscinetti che possono essere sfruttati al massimo.

Il compressore C250-6.3 X/SP è stato già allineato con il suo motore nell'officina GARO.

Dopo l'installazione dell'unità è bene eseguire un controllo dell'allineamento in modo da correggere eventuali disallineamenti dovuti al trasporto.

L'allineamento va eseguito come segue:

- Piazzare i componenti da allineare con gli assi dei rispettivi alberi e semigiunti sullo stesso piano verticale o su due piani verticali paralleli ad una specificata distanza tra loro.
- Piazzare i componenti da allineare con gli assi dei rispettivi alberi e semigiunti sullo stesso piano orizzontale o su due piani orizzontali paralleli ad una specificata distanza tra loro.
- Mantenere una distanza ben precisa tra le estremità d'albero o, meglio, tra le due facce dei due facce dei semigiunti. Questa distanza è normalmente chiamata DBSE (Distance Between Shaft End), ovvero distanza tra le estremità d'albero.

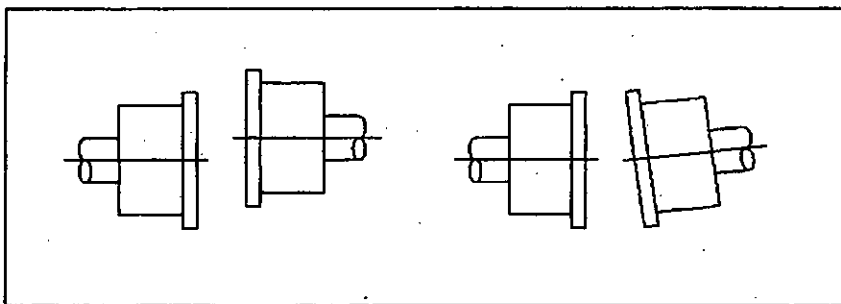


FIG. 5.1

Disallineamento radiale e angolare sono mostrati nella cui sopra figura 5.1, naturalmente, possono essere presenti contemporaneamente.

A causa dell'espansione termica ed per altre cause, come per esempio il film olio di lubrificazione per i cuscinetti a strisciamento, la spinta radiale della trasmissione, etc; la posizione dei due alberi può essere diversa quando il compressore è spento e freddo.

Per cui, quando si fa un allineamento, il disallineamento radiale ed angolare devono essere calcolati in modo da ottenere un successivo perfetto allineamento quando il compressore si trova nelle normali condizioni di esercizio.

Il costruttore del compressore deve sempre fornire la posizione radiale ed angolare calcolata ed anche la distanza tra i semigiunti a freddo, tenendo conto la loro posizione finale durante le normali condizioni di esercizio. (fare riferimento anche al cap. 5.2)

Il costruttore deve anche fornire le tolleranze ammissibili per la posizione radiale e angolare così come per la distanza tra la fine degli alberi con giunti.

Le tolleranze per l'allineamento radiale possono essere fornite in +/- mm TIR (Total indication Reading).

Le tolleranze per l'allineamento angolare possono essere fornite in gradi angolari o minuti, e anche in +/- TIR se esiste uno spaziatore tra i mozzi.

La distanza tra la fine degli alberi con giunti è fornita in +/- mm.

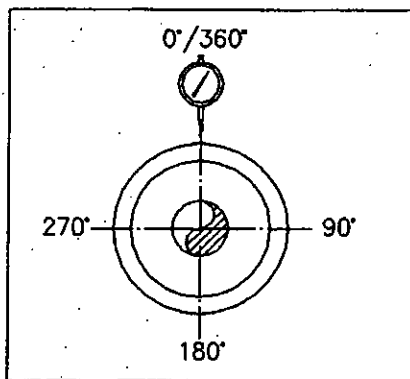


FIG. 5.2

Distanza tra i semigiunti: può essere misurata con un calibro, un micrometro interno o con spessori calibrati.

Disallineamento radiale: può essere misurato tramite delle squadre sufficientemente rigide e lunghe, oppure, meglio, tramite dei micrometri come mostrato in Fig. 5.3 A

Il TIR misurato con una rotazione di 180° rappresenta il doppio del disallineamento radiale.

Infatti, la Fig. 5.2 evidenzia che, metà della lettura del micrometro per una rotazione di 180°, da 0° a 180° indica la differenza di altezza degli assi dei due semigiunti.

Metà della lettura del micrometro, per una rotazione di 180°, da 90° a 270°, rappresenta la distanza tra i due piani verticali contenenti rispettivamente gli assi dei semigiunti.

Disallineamento angolare: può essere determinato con un calibro, un micrometro interno, ma è raccomandato l'uso di un micrometro fissato come in fig. 5.3 B.

Il rapporto tra la lettura del micrometro (TIR) per una rotazione di 180° ed il diametro del cerchio descritto dalla rotazione del tastatore del micrometro, rappresenta la tangente del disallineamento angolare.

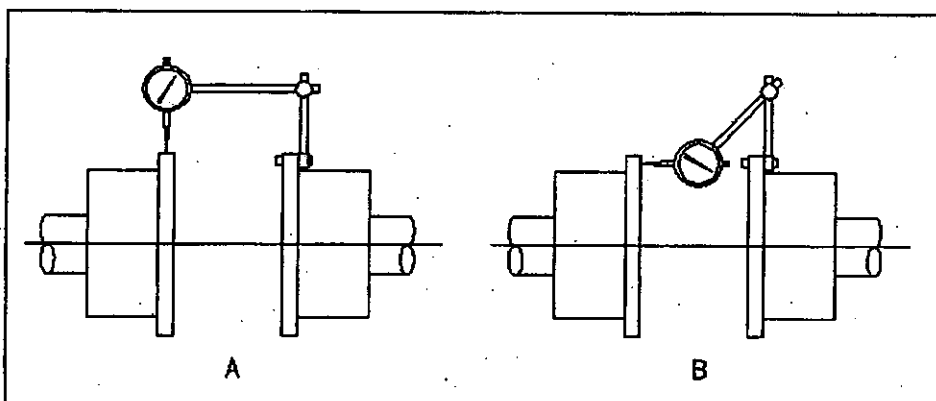


FIG. 5.3

Facendo riferimento alla Fig. 5.2, risulta che per una lettura con rotazione di 180° da 0° a 180° il disallineamento angolare si riferisce al piano verticale, mentre per una lettura di 180° da 90° a 270° il disallineamento angolare si riferisce al piano orizzontale.

La corretta posizione laterale del compressore, motore, etc. può essere ottenuta utilizzando le apposite viti di aggiustamento che sono fornite dal costruttore del compressore: un martello di piombo o plastica può essere utile per piccole macchine senza viti di aggiustamento.

La posizione verticale corretta può essere ottenuta utilizzando spessori possibilmente di acciaio inossidabile posizionati tra il basamento ed i piedi del componente da allineare

Durante questa fase, si prega di fare attenzione alle seguenti raccomandazioni:

- assicurarsi che tutti i piedi e gli spessori siano propriamente puliti
- assicurarsi che tutti i bulloni di ancoraggio siano stati serrati prima di effettuare le letture
- assicurarsi che tutti i piedi siano completamente in contatto con i loro spessori e che il serraggio dei bulloni di ancoraggio non produca nessuna deformazione al basamento e/o ai piedi della macchina.

Osservazione:

L'allineamento di un treno di macchine (tipicamente compressore / motore oppure compressore-moltiplicatore/riduttore-motore) viene fatto normalmente fissando una delle macchine rigidamente al basamento ed allineando poi le restanti rispetto a questa. Di solito si fissa il compressore e si allinea il motore rispetto a questo, nel caso di treno formato da compressore e motore, mentre nel caso di treno formato da compressore-moltiplicatore/riduttore-motore, si fissa il moltiplicatore e si allinea il compressore ed il motore rispetto al moltiplicatore/riduttore.

Un buon metodo pratico di allineamento è allora il seguente:

1. Imbullonare sul basamento la macchina che fa da riferimento per l'allineamento (componente fisso), prestando attenzione affinché questa sia il più possibile centrata con i rispettivi fori del basamento.
2. Posizionare una per volta le restanti macchine sul basamento, controllando che i bulloni di ancoraggio siano centrati negli appositi fori, in modo da essere sicuri che si possano muovere in tutte le direzioni.
3. Serrare completamente tutti bulloni di ancoraggio.
4. Controllare che l'asse del semigiunto della macchina di riferimento sia più alto della tolleranza ammissibile richiesto rispetto agli assi dei semigiunti delle macchine da allineare. In caso contrario è necessario alzare leggermente la macchina di riferimento del valore necessario tramite degli spessori posti tra basamento e macchina.
5. Posizionare un micrometro con base magnetica sul basamento ed il tastatore verticalmente sul piede della macchina di riferimento, il più vicino possibile ai bulloni di ancoraggio, e azzerarli.
6. Allentare i bulloni d'ancoraggio uno per uno e controllare di volta in volta che il micrometro non indichi uno spostamento verticale più grande della tolleranza consentita dal costruttore della macchina. Ogni scostamento in eccesso di questo valore richiede l'inserzione di uno spessore correttivo tra piede e basamento.
7. Allentare i bulloni d'ancoraggio delle macchine da allineare.
8. Misurare la distanza tra le facce dei semigiunti (DBSE) delle macchine da allineare e della macchina di riferimento. Muovere le macchine da allineare fino a che il DBSE raggiunge il valore prescritto.
10. Serrare i bulloni di ancoraggio delle macchine allineate.

11. Ruotando i due semigiunti di cui sopra nello stesso momento, misurare il disallineamento radiale e
 - muovere la macchina in allineamento trasversalmente fino a raggiungere il valore prescritto (TIR 90°-270°)
 - mettere degli spessori sotto di essa fino a raggiungere il valore prescritto (TIR 0°-180°)
12. Ruotando i due semigiunti nello stesso momento, misurare il disallineamento angolare e:
 - muovere la macchina trasversalmente fino a raggiungere il valore prescritto (TIR 90°-270°)
 - mettere degli spessori sotto la macchina fino a raggiungere la tolleranza prescritta (TIR 0°-180°)

Le operazioni 11 e 12 influiscono fra di loro reciprocamente e per cui devono essere ripetute alternativamente fino a che il risultato corretto non viene ottenuto.

5.2 ISTRUZIONI DI CONTROLLO ALLINEAMENTO MOTORE / COMPRESSORE

L'allineamento tra il compressore ed il motore è, come detto precedentemente, già stato eseguito dal costruttore, in fase di assemblaggio del compressore e motore sul basamento comune.

GARO raccomanda comunque di eseguire un controllo in campo dell'allineamento sulla base delle tolleranze di seguito riportate. Ciò in quanto è possibile che durante il trasporto, disimballaggio e successivo montaggio in campo dell'impianto si verifichi uno scostamento dai valori prescritti.

DATI DI ALLINEAMENTO RADIALE - CONDIZIONI A FREDDO

La tolleranza ammessa per il valore del TIR, misurato il più vicino possibile al diametro del mozzo, è il seguente: +/- 0,3 mm

DATI DI DISTANZA TRA I SEMIGIUNTI - CONDIZIONI A FREDDO

Il valore distanza tra la fine degli alberi prevista è 5 mm
La tolleranza ammessa è -0 + 2 mm

DATI DI ALLINEAMENTO ANGOLARE - CONDIZIONI A FREDDO

La tolleranza ammessa per l'allineamento angolare è pari a 45'

6. ISTRUZIONI GENERALI DI AVVIAMENTO E FERMATA IMPIANTO

6.1. PREMESSA

Le sequenze operative qui di seguito descritte fanno riferimento, come nomenclatura, allo schema P&I Diagram n° 3/10542 dell'impianto in oggetto.

Il costruttore GARO dell'impianto non si assume alcuna responsabilità per malfunzionamenti presenti o futuri nel caso di esercizio dell'impianto con condizioni operative diverse da quelle specificate dal Cliente in fase d'ordine.

6.2. ASSETTI DI MARCIA

L'impianto in oggetto prevede un solo assetto di marcia.

6.3. OPERAZIONI DI AVVIAMENTO E FERMATA IMPIANTO

Tutte le operazioni relative all'avviamento ed alla fermata dell'impianto possono essere raggruppate nelle seguenti macrofasi:

- 6.3.1. Controlli preliminari sull'impianto
- 6.3.2. Preparazione del separatore in ingresso e pompa rilancio idrocarburi
- 6.3.3. Preparazione del separatore gas/liquido orizzontale
- 6.3.4. Operazioni preliminari sul compressore
- 6.3.5. Sequenza d'avviamento compressore
- 6.3.6. Avviamento compressore
- 6.3.7. Fermata compressore normale, per blocco e per emergenza
- 6.3.8. Fermata prolungata impianto
- 6.3.9. Logica funzionamento pompa 123-P-01

Le operazioni 6.3.1), 6.3.2) e 6.3.3) vanno eseguite solo dopo ogni bonifica impianto con azoto o vapore a bassa pressione.

L'operazioni della fase 6.3.4) va eseguita solo dopo ogni bonifica totale del compressore.

Le operazioni delle fasi 6.3.5), 6.3.6) e 6.3.7) vanno eseguite ad ogni fermata e successivo avviamento compressore.

Le operazioni della fase 6.3.8) vanno eseguite dopo ogni fermata prolungata impianto.

6.3.1. Controlli preliminari sull'impianto

Le operazioni preliminari sull'impianto sono l'insieme delle operazioni necessarie a garantire un avviamento in sicurezza del compressore che ne fa parte.

Queste operazioni nel loro insieme presumono che l'impianto abbia il compressore fermo e che esso sia precedentemente stato messo in sicurezza attraverso una bonifica totale e successiva leggera pressurizzazione con azoto.

Se l'impianto non dovesse trovarsi in questo stato, l'operatore verificherà che tutte le operazioni in essa descritte siano già avvenute, in caso contrario egli procederà alla loro esecuzione fino a riportarlo allo stato seguente.

- Impianto vuoto da qualsiasi liquido
- Impianto isolato dal resto della raffineria tramite le valvole di isolamento
- Dreni chiusi
- Sfiati chiusi
- Strumentazione intercettata tramite valvole di radice
- Sistema blocchi inserito
- Valvole pneumatiche di regolazione intercettate a monte e a valle con relativi by-pass chiusi
- Valvole ON/OFF pneumatiche chiuse
- filtro F 1 inserito, F 2 intercettato
- Alimentazione elettrica e pneumatica inserita
- Alimentazione acqua di raffreddamento scambiatore disinserita
- Impianto polmonato con azoto
- Alimentazione elettrica motore principale esclusa

La sequenza delle operazioni preliminari da eseguire sull'impianto è la seguente:

- Depressurizzare l'impianto attraverso gli appositi sfiati, richiudere gli sfiati.
- Inserire tutta la strumentazione dell'impianto tramite l'apertura delle valvole di radice.
- Verificare la chiusura di sfiati e i dreni dell'impianto e del compressore.
- Verificare la chiusura delle valvole di intercetto aspirazione/mandata dell'impianto.
- Verificare l'inserimento del filtro 123-F 1 e intercettazione del filtro 123-F 2 o viceversa.
- Rendere operative tutte le valvole pneumatiche di regolazione attraverso l'apertura delle valvole di intercetto (by-pass chiusi)
- Verificare secondo P&ID dis. N° 3/10542 le valvole lucchettate aperte (L.A.) VS27, VS117, VS48, VS49, VS56, VS58, VS107, VS109, VS136 e VS137 con l'effettiva presenza del blocco.

- Verificare secondo P&ID dis. N° 3/10542 le valvole lucchettate chiuse (L.C.) VS50, VS57, VS108, e VS135 con l'effettiva presenza del blocco.
- Verificare che il disco ad otto 123-SF 2 siano nella posizione aperta e 123-SF 1 nella posizione chiusa.

A questo punto sono state completate le operazioni preliminari sull'impianto e si può passare alla fase di riempimento dell'impianto che comporta il riempimento e/o la preparazione dei due serbatoi principali 123-D-01 e 123-D-02.

6.3.2. Preparazione del separatore in ingresso e della pompa rilancio idrocarburi

Verificare attraverso 123-LG 1 il livello nel serbatoio; se fosse vuoto o comunque al di sotto di 480 mm dall'asse del bocchello il funzionamento della pompa è comunque inibito dal livellostato 123-LXSL 1 mancando il battente minimo.

Verificare che il flussaggio della tenuta meccanica della pompa non sia intercettato controllando l'apertura delle valvole VS139 e VS140.

6.3.3. Preparazione del separatore gas/liquido trifasico orizzontale

Aprire le valvole VS32, VR2 e VS149 sulla linea di make up dell'acqua tenendo chiuse le valvole VS36 e VS37 d'intercetto della valvola di regolazione 123-LV 2A. In questo modo il liquido andrà prima a riempire il compressore ed una volta raggiunta la mezzera dello stesso comincerà il riempimento del separatore.

Nel corso di questa operazione sarà possibile notare l'innalzamento del livello di acqua nel vano lato acqua del separatore, osservando l'indicatore di livello 123-LG 2 ed osservando l'indicatore digitale del trasmettitore a barra di torsione 123-LT 2.

Raggiunto l'85% circa dell'indicatore di livello chiudere le valvole VR2 e VS149 ed aprire le valvole VS36 e VS37.

Verificare che in sala controllo il blocco per basso livello 123-LAXL 2 sia spento.

Trascurare il fatto che questi strumenti generino allarme durante queste fasi preliminari.

6.3.4. Operazioni preliminari sul compressore

Verificare che nel supporto vi sia l'olio per la lubrificazione dei cuscinetti, e che l'olio contenuto sia OTO 68 o equivalente. L'oliatore a livello costante montato lateralmente al compressore manterrà costante il livello durante il funzionamento.

Smontare il coprigiunto e ruotare manualmente per qualche giro la parte rotante del compressore, agendo sul giunto di trascinamento. In questo modo si provvederà a pre lubrificare le facce della tenuta meccanica. (Operazione da eseguire solo nel caso di una lunga fermata)

NB: Prima di ogni avviamento del compressore è necessario svuotare l'acqua contenuta del coperchio aspirante/premente. Per effettuare questa operazione bisogna assicurarsi che siano chiusi tutti i dreni dell'impianto ivi compresi quelli del compressore. A questo punto aprendo la valvola VS150 al bocchello N11 della ghiotta oleosa e la valvola VS125 del dreno della testata si dovrà constatare lo svuotamento completo del coperchio aspirante/premente attraverso la spia visiva SG 1.

6.3.5. Sequenza di avviamento compressore

- Inserire lo scambiatore con l'acqua di raffreddamento aprendo le valvole VS61 e VS62.
- Assicurarsi che le valvole pneumatiche di regolazione e on-off si trovino nella condizione di messa in sicurezza e che non siano intercettate e aprire la valvola di by pass VR5.
- Assicurarsi che il flussaggio delle tenute meccaniche compressore e pompa non siano intercettate.
- Portarsi al pannello di controllo locale e verificare il consenso all'avviamento del compressore
- Dalla sala controllo tramite comunicazione radio non ci deve essere nessuna segnalazione di allarme o blocco; in caso contrario la procedura di avviamento si interromperà mancando il consenso all'avviamento.
- Avviamento compressore

6.3.6. Avviamento compressore

In queste condizioni l'operatore aziona il selettore con chiave 123-XS 3 di abilitazione compressore e preme il pulsante 123-HS 1M-K01 di marcia.

A questo punto il compressore si metterà in marcia dopo un tempo di circa 20 secondi per dare il tempo alla valvola 123-XV 1 di aprirsi; durante questo tempo le valvole 123-PV 1, 123-LV 2, 123-LV 3 e 123-LV 2A andranno in regolazione.

Con l'avviamento si chiuderà la valvola 123-XV 2.

Dopo che il compressore ha raggiunto la velocità di regime, dopo alcuni secondi, chiudere progressivamente la valvola di by-pass VR5. A questo punto il compressore inizierà a comprimere facendo salire la pressione nel separatore trifasico al valore operativo. La valvola di ricircolo 123-PV 1 si posizionerà sul valore di apertura prefissato.

Non appena raggiunta la pressione di esercizio, eseguire un controllo visivo dei valori segnati dalla strumentazione di linea. Tali valori devono essere quelli indicati nel documento "Elenco strumenti" n° C00506ES01T.

6.3.7. Fermata compressore normale, per blocco o per emergenza

Indipendentemente dal fatto che, il compressore si sia fermato per azione manuale o blocco, il PLC agirà in cabina elettrica togliendo il consenso di marcia al motore principale ed agirà sulle elettrovalvole per metterle l'impianto in condizioni di sicurezza.

6.3.7.1 Arresto normale

Aprire la valvola manuale di by-pass VR5. Il compressore entra in ricircolo facendo chiudere progressivamente la valvola di non ritorno sulla mandata.

Attendere alcuni secondi la stabilizzazione delle condizioni, poi in queste condizioni l'operatore aziona il 123-HS 1A-K01 di arresto.

All'arresto del compressore l'impianto si porterà nelle condizioni di messa in sicurezza.

L'impianto può essere messo nuovamente in marcia tramite la sequenza descritta al par. 6.3.6, oppure essere predisposto ad una fermata prolungata come descritto al par. 6.3.8.

6.3.7.1 Arresto per blocco o emergenza

L'arresto del compressore può avvenire per i blocchi programmati e per emergenza per azione manuale, sia dalla sala controllo, sia dal pannello di controllo locale.

Risolta la causa di blocco o di emergenza sarà possibile riavviare il compressore solo dopo aver attivato il pulsante HS-111 RESET BLOCCHI a consolle DCS e ripetuto la procedura di avviamento.

6.3.8. Fermata prolungata impianto

In caso di fermata prolungata del compressore è buona norma procedere al lavaggio delle parti interne del compressore per evitare l'accumulo di depositi nel suo interno che potrebbero pregiudicarne il funzionamento.

Le operazioni da seguire sono qui di seguito elencate:

- Aprire le valvole VS125, VS126 e VS127 sotto il compressore corrispondenti a testata e corpo eccentrico e le valvole VS69 e VS150.
- Una volta scaricato il liquido, aprire le valvole VS32, VR2 e VS149 per eseguire una sorta di lavaggio con acqua pulita.
- Chiudere gli scarichi VS125, VS126 e VS 127 e lasciare fluire per qualche minuto l'acqua. In questo modo il compressore resterà fermo con acqua pulita al suo interno.

E' buona norma lavare tutto l'impianto cambiandone l'acqua dell'anello liquido; successivamente per drenare completamente l'impianto si utilizzerà l'azoto in pressione lasciandolo poi con una pressione poco al di sopra di quella atmosferica e provvedendo ad intercettare tutte le valvole.

Una volta l'anno è consigliabile procedere alla bonifica totale dell'impianto con vapore a bassa pressione.

6.3.8.1 Preparazione alla bonifica dell'impianto con vapore a bassa pressione

L'impianto è stato progettato alle condizioni di 10 barg e 90 °C, ma è bonificabile con vapore a bassa pressione a condizione di rispettare le seguenti indicazioni.

Garò non sia assume responsabilità per la mancata osservanza di quanto qui di seguito descritto.

L'operazione di bonifica deve essere eseguita da un operatore qualificato provvisto dei necessari DPI quali:

- Guanti a protezione termica,
- visiera,
- tuta da lavoro,
- casco,
- scarpe antinfortunistiche.

Nessun altro addetto che non sia stato istruito sull'operazione di bonifica potrà accedere all'impianto che dovrà essere opportunamente delimitato.

L'impianto prima dell'operazione di bonifica si dovrà trovare nella seguente condizione.

- Impianto vuoto da qualsiasi liquido
- Impianto isolato dal resto della raffineria tramite le valvole di isolamento
- Dreni chiusi
- Sfiati chiusi
- Strumentazione intercettata tramite valvole di radice
- Sistema blocchi esclusa
- Valvole pneumatiche di regolazione intercettate a monte e a valle con relativi by-pass chiusi
- Valvole ON/OFF pneumatiche chiuse
- filtro F 1 intercettato, F 2 intercettato
- Alimentazione elettrica e pneumatica disinserita
- Alimentazione acqua di raffreddamento scambiatore disinserita
- Impianto polmonato con azoto
- Alimentazione elettrica motore principale esclusa

A questo punto si provvederà alla bonifica dell'impianto secondo procedure interne del Cliente.

6.3.9. Logica funzionamento pompa 123-P-01

La pompa di rilancio idrocarburi 123-P-01 è provvista di un selettore di abilitazione 123-XS 4, di un selettore 123-XS 1 MANUALE-AUTOMATICO posti sul pannello locale 123-Q-01.

Per poter azionare tale pompa è necessario che il compressore sia in marcia, inserendo il selettore 123-XS-4 in posizione di abilitazione e scegliendo la posizione MANUALE, la pompa partirà non appena il livello presente nel serbatoio 123-D-01 raggiungerà il basso livello 123-LSXL 1 per arrestarsi quando il livello scenderà nuovamente sotto il medesimo.

Posizionando invece il selettore 123-XS 1 in posizione AUTOMATICO la pompa partirà quando il livello raggiungerà l'alto livello 123-LSXH 1 per arrestarsi quando il livello scenderà al di sotto del basso livello 123-LSXL 1.

7. CAUSE DERIVANTI DALLA MANCANZA DI FORNITURA UTILITTES

MANCANZA DI ENERGIA ELETTRICA MT

In caso di mancanza di energia elettrica con alimentazione 6000V il motore principale cesserà di funzionare e mancando il feed-back dalla cabina elettrica, il PLC provvederà a mettere in sicurezza l'impianto chiudendo le valvole 123-XV 1, 123-LV-2A, 123-LV-2, 123-LV-3 ed aprendo la valvola 123-XV 2.

MANCANZA DI ENERGIA ELETTRICA BT

In caso di mancanza di energia elettrica con alimentazione 380V la pompa rilancio idrocarburi 123-P01 cesserà di funzionare e mancando il feed-back dal quadro elettrico locale 123-Q-01, il PLC provvederà a mettere in sicurezza l'impianto chiudendo le valvole 123-XV 1, 123-LV-2A, 123-LV-2, 123-LV-3 ed aprendo la valvola 123-XV 2.

L'alimentazione 230V del quadro PLC 123-PLC-01 è sempre garantita da batterie tampone.

MANCANZA ARIA STRUMENTI

In mancanza di aria strumenti le elettrovalvole perderanno posizione e metteranno in posizione di sicurezza le valvole pneumatiche di regolazione; il fincorsa 123-ZXSL 1 sulla valvola 123-LV-2A bloccherà l'impianto.

MANCANZA ACQUA POZZO

In caso di mancata alimentazione dell'acqua il trasmettitore 123-FT 3 segnalerà un allarme e i pressostati 123-PXSL 3 e 123-PXSL 2 sulle linee di flusso delle tenute meccaniche della pompa e del compressore segnaleranno rispettivamente un allarme ed attiveranno un blocco (Vedere descrizione al paragrafo "Sistemi di blocchi/valvole di sicurezza")

MANCANZA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO (ACQUA TORRE)

Nel caso in cui venga a mancare l'alimentazione, gli scambiatori annullerebbero il loro rendimento mantenendo inalterata la temperatura del fluido che li percorre. Questo causerebbe un incremento di temperatura in tutte le parti dell'impianto ed interverrebbe l'allarme per alta temperatura generato dagli strumenti 123-TT 6 e successivamente dal blocco generato da 123-TT 5 (Vedere descrizione al paragrafo "Sistemi di blocchi/valvole di sicurezza")

8. MANUTENZIONE DEL COMPRESSORE

8.1. PROCEDURE DI SMONTAGGIO

Le Principali Procedure di Smontaggio sono le seguenti:

Smontaggio del Coperchio (Ved. dis. S1/10550 e 1/10550)

- 1) Svitare i dadi 5.
- 2) Sfilare il coperchio 1 unitamente al cono 2, con l'ausilio di un paranco (gru).

Smontaggio della Girante (Ved. dis. S2/10550 e 1/10550)

- 1) Svitare il dado 13.
- 2) Smontare la girante 4 dall'albero 16 (con l'ausilio dell'attrezzo speciale).

Smontaggio del Gruppo Tenuta Meccanica (Ved. dis. 10550, 10552, S1/10552, S2/10552)

- 1) Togliere i raccordi filettati montati sul corpo della tenuta
- 2) Svitare le viti 1 (dis. 10552)
- 3) Estrarre il corpo 5 (dis. 10552) con la tenuta meccanica, la camicia di protezione 19 (dis. 10550) e l'anello paraspruzzi lato pompa 22 (dis. 10550)
- 4) Portare il gruppo TM al banco, svitare il grano 38 (dis. 10552) dall'anello paraspruzzi 22 (dis. 10552)
- 5) Svitare i dadi 9 (dis. 10552) e arretrare il coperchietto 8 (dis. 10552) con inserito l'anello statico della TM lato atmosfera.
- 6) A questo punto sfilare la camicia d'albero 19 (dis. 10550) con le parti rotanti della TM e svitare i grani di fissaggio.
- 7) L'anello di usura in PTFE 6 (dis. 10552) è facilmente smontabile svitando le viti 2 (dis. 10552).

ATTENZIONE : Prima di rimontare la tenuta meccanica è consigliabile di eseguire la registrazione assiale del gruppo rotante come descritto in "Registrazione Assiale". Assicurarsi che il grano filettato 39 sia svitato e dopo aver eseguito la registrazione assiale, posizionare l'anello paraspruzzi 22 e avvitare il grano 39.

Smontaggio dell'Albero (Ved. dis. S3/10550 e 1/10550)

- 1) Togliere il semigiunto lato compressore
- 2) Smontare l'anello paraspruzzi 23 e il coperchio 8
- 3) Svitare le viti 33 e sfilare l'albero 16 con assemblato i cuscinetti, la scatola del cuscinetto e le linguette
- 4) Smontare i cuscinetti 14 e 15 per mezzo di un estrattore.

8.2. PACCO ATTREZZI

- N. 1 Golfare di sollevamento coperchio A/P
- N.1 Chiave tubolare a T per dado bloccaggio girante
- N. 1 Chiave per il semigiunto lato pompa CH 140
- N.1 Attrezzo smontaggio girante
- N. 1 Attrezzo smontaggio tenuta meccanica
- N. 4 Blocchetti allineamento motore e compressore

8.3. REVISIONE GENERALE

In caso di revisione generale, dopo lo smontaggio del compressore, sarà effettuato un completo lavaggio, seguito da un esame di tutte le parti componenti il compressore.

I componenti soggetti ad usura sono i seguenti :

- I cuscinetti, lato pompa e comando
- La tenuta meccanica
- La girante
- Il cono
- Il corpo primo e secondo stadio
- Serie di guarnizioni

Se l'efficienza del compressore non è diminuita che di poco, un completo lavaggio sarà sufficiente, seguito dall'esame delle varie parti componenti.

In un nuovo compressore la tolleranza tra il diametro esterno della girante e del corpo è di circa 0,65 mm sul diametro. Di norma questa tolleranza non dovrebbe eccedere due volte tale valore.

Per un rapido ripristino del compressore alle sue condizioni di servizio è quindi consigliabile tenere a disposizione in caso di revisione generale le seguenti parti di ricambio:

- I cuscinetti, lato pompa e comando
- Una tenuta meccanica
- Una serie di guarnizioni

ATTENZIONE: Prima del montaggio del compressore è necessario che sia eseguita la registrazione assiale come descritto in "Registrazione Assiale".

8.3. ORDINAZIONE DELLE PARTI DI RICAMBIO

Per evitare errori nell'ordinazione di parti di ricambio, è necessario dare tutte le indicazioni come riportate nell'Elenco Parti di Ricambio doc. n° C00506SP01T e facendo riferimento al numero di matricola della macchina 5514

8.4. REGISTRAZIONE ASSIALE

Ricordarsi che la registrazione assiale va sempre effettuata senza tenuta meccanica.

La tolleranza assiale teorica della girante 4 e la flangia del cono 2 è:

$H = 0,25 \dots 0,3 \text{ mm}$

Eeguire la registrazione assiale nel modo seguente :

Svitare le viti 18 e avvitarle le viti 33 per spostare il gruppo ruotante verso il coperchio 1, finché le superfici del cono e della girante vengono a contatto (posizione di azzeramento).

Poiché queste parti a contatto sono in acciaio inossidabile e soggette al grippaggio, occorre eseguire con cura quest'operazione.

Allontanare la girante dal cono di $0,25 \dots 0,3 \text{ mm}$ svitando le viti 33 e avvitando le viti 18, controllando che la distanza H aumenti di $0,25 \dots 0,3 \text{ mm}$.

Nessun punto di resistenza si deve riscontrare girando l'albero manualmente, altrimenti la girante dovrà essere allontanata ulteriormente dal cono per aumentare la tolleranza e eliminare gli eventuali attriti.

NOTE:

Assicurarsi che il grano 38 sia svitato e dopo aver eseguito la registrazione assiale, posizionare l'anello paraspruzzi 22 e avvitarlo il grano 38.

8.5. LUBRIFICAZIONE

La lubrificazione dei Cuscinetti deve essere fatta con olio avente viscosità di :

4.8 °E a 50 °C, per esempio : MOBIL D.T.E. Heavy Medium o alternative similari.

L'olio viene introdotto nel supporto dopo aver tolto il tappo di sfiato con guarnizione 27 dis. 1/10550, fino a che si raggiunge il livello indicato in dettaglio A. (vedi dis. 22).

Quindi s'immette olio nel vasetto dell'oliatore come indicato nel dettaglio B.

L'operazione verrà ripetuta fino a quando il vasetto rimarrà pieno d'olio.

Ulteriori riempimenti d'olio si faranno come indicato nei dettagli A e B.

La quantità di olio che viene introdotto nel supporto dei cuscinetti, necessaria per un corretto funzionamento ammonta a circa 11 litri.

È consigliabile sostituire l'olio ogni 8000 ore di funzionamento e controllare lo stato dei cuscinetti. Lo scarico si effettua togliendo il tappo 28 dis. 1/10550.

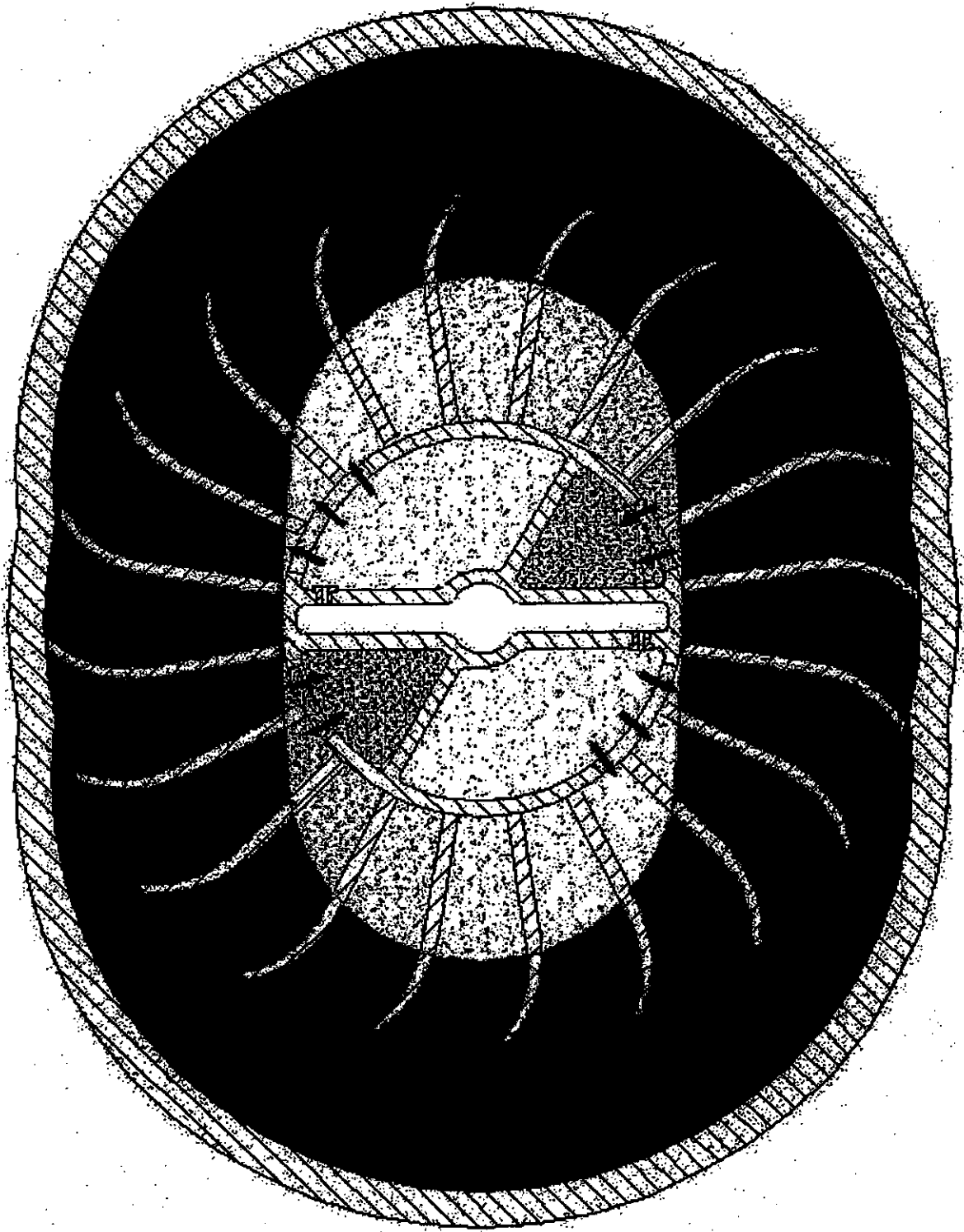
8.6. AVARIE

8.6.1. Eventuali avarie durante l'avviamento e i primi mesi di funzionamento:

<i>Avaria</i>	<i>Causa</i>	<i>Provvedimento</i>
Sovraccarico del motore e riduzione portata di gas.	Pressione di mandata più alta di quella di progetto.	Ridurre la pressione a valle dell'impianto.
“	Rapporto di compressione troppo alto.	Regolare la pressione di aspirazione e di mandata ai valori dichiarati nel foglio dati.
Riduzione di portata di gas.	Pressione di aspirazione troppo bassa.	Regolare la pressione di aspirazione al valore di progetto.
“	Valvola di by-pass aperta.	Chiudere la valvola di by-pass.
Aumento di vibrazioni e livello di rumorosità.	Pressione di mandata troppo bassa.	Aumentare la pressione di mandata chiudendo la valvola di mandata quanto necessario.
Aumento della temperatura di scarico del liquido di servizio.	Flusso insufficiente di acqua di raffreddamento.	Aumentare il flusso di acqua di raffreddamento.
“	Temperatura d'ingresso del liquido di servizio troppo alta.	Aumentare il flusso di acqua di raffreddamento.
“	Flusso insufficiente di liquido di servizio.	Eliminare qualsiasi ostruzione accidentale nel circuito del liquido di servizio.

8.6.2. Eventuali Avarie dopo l'Avviamento e/o Sostituzione delle Parti usurate:

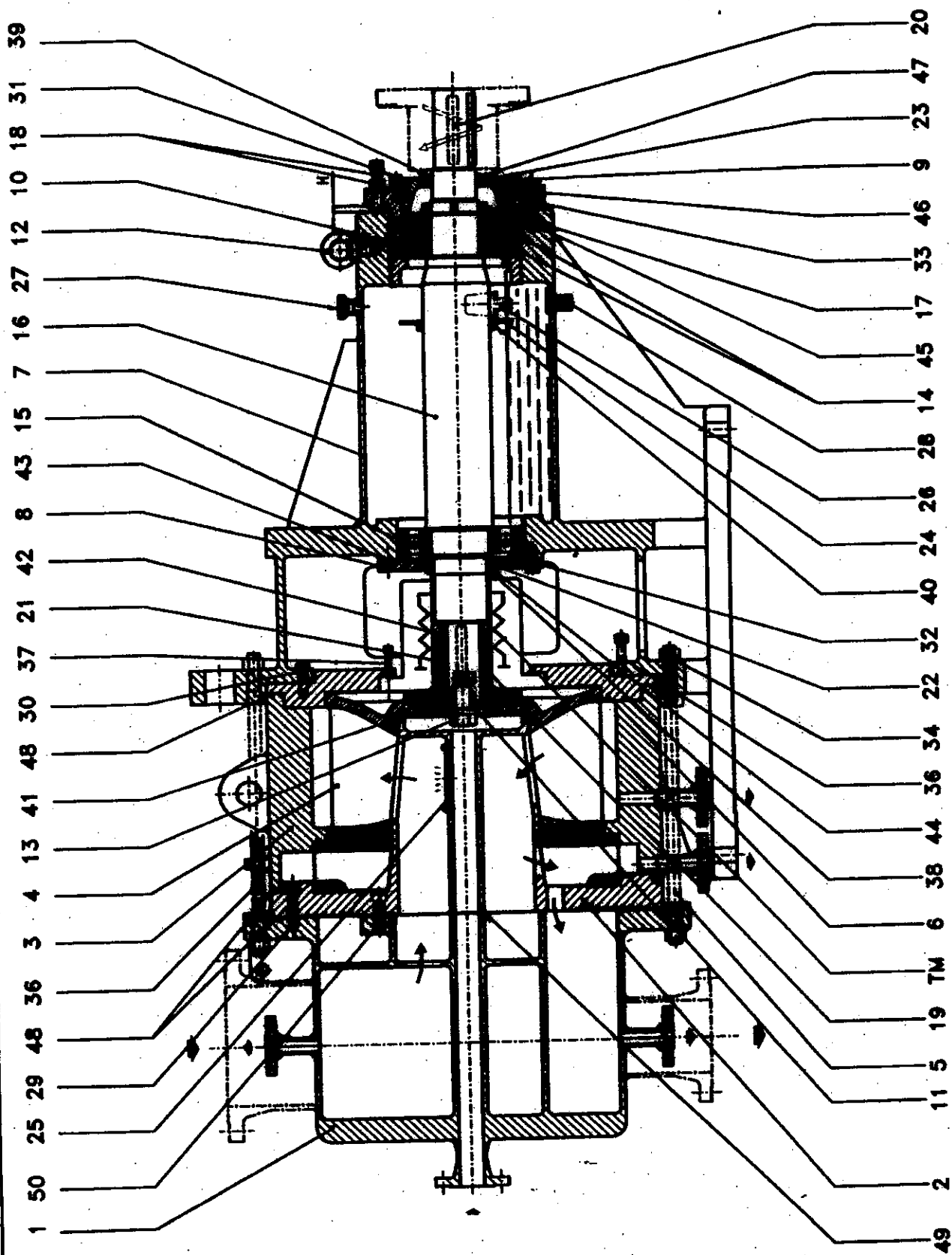
<i>Avaria</i>	<i>Causa</i>	<i>Provvedimento</i>
Riduzione di portata di gas e aumento di assorbimento di potenza.	Tolleranza anormale tra cono e girante.	Se il cono e la girante sono in buone condizioni, controllare la registrazione assiale che deve essere di ca. 0,25 ... 0,3 mm.
“	Perdita di efficienza dovuta all'usura del cono, girante e/o corpo.	Sostituire con parti nuove.
Vibrazioni, aumento del livello di rumorosità e sovraccarico di motore con considerevole riduzione della porta del compressore.	Mancanza di coassialità tra girante e altre parti (cono e corpo).	Smontare il compressore e controllare la coassialità.
“	Frizione tra girante e cono.	Come sopra.
“	Cavitazione dovuta a flusso insufficiente di liquido di servizio.	Pulire il refrigerante, il raccoglitore d'impurità e le tubazioni per eliminare qualsiasi ostruzione.





COMPRESSORE C 250-6.3 X/SP
C 250-6.3 X/SP COMPRESSOR

1
10550/1



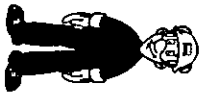


Allegato 3 – Materiale informativo per il personale interno relativo al Protocollo RMP

RM Raffineria di Milazzo S.p.A.	Categorie di rischio			Probabilità							
	EVENTI INCIDENTALI	IMPATTI AMBIENTALI E IMMAGINE	PRODUZIONE, AFFIDABILITA' E PERDITE FINANZIARIE	1	2	3	4	5			
				Rara	Rara	Possibile	Probabile	Molto Probabile			
				Nessuna evidenza in industria	Evidenze in industria	Evidenze in RAM su applicazioni esterne	Accordi in RAM su applicaz. interne	Accordi più volte in RAM sulla specifica applicazione			
				Scarsi umani concorrenti e failure multiple di dispositivi di protezione	1 o 2 ore in azionamento dispositivi di protezione o su tubazioni - apparecchi	Errore umano in attività di routine - failure su accoppiamento, tubazione o strumentazioni		Errore umano per attività non routinarie / stanconi non routinarie / stanconi			
Consuetudine	E	Morte / Disabilità permanente - Grave effetto / impatto sulla salute pubblica - Grave incendio / esplosione - Rilascio di gas / vapori tossici	Grave incidente / emergenza ambientale estesa - Raggio di influenza esterna > 3 km - Sversamento di prodotto > 150 Lt in mare o > 500 lt su suolo - Perdita di immagine/reputazione a livello internazionale	Fermata generale di raffineria o di più impianti - Perdita economica legata a fornitura / supply - Shutdown di impianto > 2gg - Perdita economica > 1.500 K€		E2					
	D	Ricovero ospedaliero / Intervento medico con lost time incidenti - Effetti significativi sulla salute - Impatto minore sulla popolazione - incendio / rilascio di gas / vapori con componenti tossici	Incidente ambientale significativo con emergenza d'area - Sversamento di prodotto > 5 Lt in mare o > 150 lt su suolo o emissioni > 125% del consentito - Raggio di influenza esterno < 3km - Perdita di immagine/reputazione a livello nazionale	Significativo cambio assetto impianti di produzione - Shutdown di impianto < 2gg - Perdita economica > 250 K€ -		16	D3	D4			
	C	Intervento medico con limitazione temporanea capacità lavorativa - Impatto trascurabile sulla popolazione - Limitato incendio / rilascio di gas / vapori non tossici -	Incidente ambientale minore con emergenza interna - raggio di influenza limitato / locale - Perdita di immagine/reputazione a livello locale - Sversamento di prodotto < 5 Lt in mare o > 5 lt su suolo o emissioni fra il 100% ed il 125% del consentito	Variazione assetto impianti con disottimizzazione della programmazione operativa / forniture - Limitazione significativa di disponibilità / affidabilità impianto - Perdita economica > 50 K€ -			C3	C4	15	19	C5
	B	- Medicazione infermeria RAM - -	Sversamento di prodotto su suolo < 5 lt - Nessuna influenza esterna - -	Limitazione minore di disponibilità impianto - Peggioramento qualità di produzione - Perdita economica > 15 K€ -				13	14	18	B5
	A	- Nessun Incidente / Infortunio - -	- Nessun impatto ambientale - -	- Perdita economica limitata < 15 K€ - -							13

Quanto è grave il problema o quanto può essere grave !! Valutalo con la matrice di rischio RAM !!!

Ciao i lo sono Alex,
il tuo nuovo sistema di
formazione
interattiva in rete.
Ci vediamo presto
sul tuo PC.



Il Team del Progetto RMP

Claudio D'Amico
Paolo Miroddi
Loriana Patrona
Elisa Rlenzi
Raffaele D'Angelo

EFFICIENZA ed Efficacia dei processi aziendali
MIGLIORAMENTO CONTINUO
Ottimizzazione delle risorse aziendali
Controllo totale dei rischi
PER I LAVORATORI E LA POPOLAZIONE
PER L'AMBIENTE ED IL TERRITORIO
PER IL PATRIMONIO AZIENDALE
PER L'IMMAGINE RAM

Risk Management Protocol
12:40:57

LE AREE DEL PROGETTO

1. LEADERSHIP E MANAGEMENT
2. ANALISI DEI RISCHI
3. CONFORMITA' LEGISLATIVA
4. PIANIFICAZIONE
5. ORGANIZZAZIONE
6. FORMAZIONE
7. COMUNICAZIONE
8. GESTIONE DELLA DOCUMENTAZIONE
9. CONTROLLO OPERATIVO
10. GESTIONE DELLE EMERGENZE
11. ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI
12. SALUTE ED IGIENE INDUSTRIALI
13. INTEGRITA' DEGLI IMPIANTI
14. CONTRACTORS E FORNITORI
15. MISURE DELLE PRESTAZIONI

Raffineria di Milazzo S.C.p.A.



Refinery

Management

Protocol

il rischio
Newsletter 1

Giugno 2008

L'ACQUA SCARSEGGIA E LA PAPERINA NON GALLEGGIA.

Certo sarebbe facile risolvere un problema se avessimo un budget senza limiti o un'infinità di risorse da dedicare al problema. Ma non e' mai così.

Un progetto è un obiettivo importante da raggiungere con risorse limitate ed in un certo periodo di tempo. Più sono limitate le risorse ed il tempo, più il progetto è una sfida. E non solo. Normalmente con quel poco che abbiamo di tempo e di soldi, dobbiamo ottimizzare la qualità del risultato, rispettare le leggi, massimizzare il rispetto per l'ambiente e le persone, eccetera.

Per non parlare poi quando i progetti che abbiamo sono più di uno e i soldi sono sempre gli stessi.

E' così nella vita reale. Se fossimo tutti "Cavalieri" non avremmo certo il problema di scegliere fra cambiare la macchina, comprare il gommone o ristrutturare la mansarda. Certo se qualcuno gli dicesse di avere solo due ore a disposizione per fare questo, allora forse anche il Cavaliere rinuncerebbe ai lavori in mansarda (forse...).

E' così nella nostra azienda. Le iniziative ed i progetti sono tanti. I nostri azionisti, generalmente molto disponibili nell'elargire fondi e finanziamenti, sono molto attenti e scrupolosi nella valutazione degli investimenti e delle priorità. I tempi normalmente sono ristretti. Le risorse e le persone che si possono occupare sul progetto sono in numero limitato e normalmente già impegnate al 100%. Bisogna richiedere autorizzazioni, massimizzare la sicurezza, garantire la continuità di produzione eccetera

Il nostro obiettivo è concentrare le risorse disponibili, soldi, tempi e persone sui problemi più critici e quindi su quelle iniziative che servono all'azienda per migliorare le proprie prestazioni in modo più significativo, visibile, veloce, stabile e duraturo.

Migliorare le proprie prestazioni, per una azienda come la nostra significa oggi ridurre i nostri rischi, ridurre i rischi

associati alla sicurezza, all'ambiente e alla salute delle persone così come ridurre i rischi di fermare gli impianti per guasto o inaffidabilità, ridurre il rischio di uscire dal mercato e quindi investire in tecnologie ed in nuovi impianti, ridurre il rischio di perdere autorizzazioni o certificazioni, ecc.

Le iniziative sono tantissime e per ognuna di queste sono pensabili tante soluzioni. Come si fa a dare una priorità ?

La raffineria si e' dotata di uno strumento semplice che e' una **matrice di rischio**. Incrociando la probabilità che un evento accada, possa accadere o che si ripeta con le possibili conseguenze che questo evento comporta o può comportare si ottiene una indicazione del rischio che può essere verde, basso e quindi anche trascurabile, può essere giallo, medio e quindi critico ed importante e può essere rosso alto e quindi intollerabile per l'azienda, una problema grave ed serio che richiede il massimo delle nostre possibilità e dell'impegno per risolverlo con la massima urgenza ed efficacia.

Matrice di Rischio		Probabilità				
		1	2	3	4	5
		Remota	Rara	Possibile	Probabile	Molto Probabile
E	Gravissime		E2			
D	Gravi			D3	D4	
C	Medie			C3	C4	C5
B	Basse					B5
A	Nessuna					

Qualche esempio ?

Quali sono le conseguenze se si decide di non portare avanti un progetto di un nuovo impianto ?

Cosa significa assumere un capo turno o un supervisore di manutenzione senza esperienza ?

Cosa vuol dire non fare un certo corso di formazione sugli operatori ?

Cosa significa non rispettare i pagamenti per un fornitore di catalizzatori ?

A cosa andiamo incontro se non controlliamo periodicamente la tenuta di quella pompa ?

Potrei continuare all'infinito e toccare tutte le attività aziendali, nessuna esclusa.

Anche le azioni da fare e quindi i progetti da portare avanti sono classificabili. Ridurre il rischio significa abbassare le conseguenze o la probabilità e quindi muoversi sulla matrice, prima di tutto far diventare giallo ciò che è rosso e quindi operare per andare sul verde.

Cosa succede se mi fregano la macchina considerato che la probabilità è sempre abbastanza alta se vivo, per esempio, a Napoli ?

Ho a disposizione più di un'opzione. Sicuramente non ho conseguenze se ho più di una macchina e non ho problemi di soldi. Posso usare il più micidiale degli antifurti o pagare un gorilla maledetto e assassino che vive dentro l'auto, posso avere un'assicurazione che mi rimborsa totalmente in 24 ore o attrezzarmi per rubarne un'altra a qualcun altro (sperando che quest'ultimo non abbia pagato di più il mio gorilla !!!).

Il rischio può e deve essere sempre gestito. Gli americani parlano della regola delle quattro T. I rischi possono essere

- **Trattati** e quindi ridotti come abbiamo detto prima
- al limite **Terminati** e quindi eliminati del tutto se possibile
- **Tollerati** e quindi tenuti sotto controllo in modo preventivo
- **Trasferiti** per esempio ad una compagnia di assicurazione

Tutti Noi favoriamo per controllare e gestire i rischi della raffineria, in qualsiasi funzione o unità. Qualsiasi aspetto può essere valutato sulla matrice di rischio basta rifletterci un po' sopra.

E' importante esercitarsi con la matrice su tutte le attività aziendali anche le più semplici. Questo ci aiuta a dare delle priorità e a concentrarsi sulle questioni più urgenti.

IL TRAGUARDO MINIMO.

Da quando è nata, la nostra Raffineria è sempre stata al centro di un rapporto particolare con il territorio e con i cittadini.

Da un lato, il fatto di essere un'importante "porzione" del sito industriale della zona e quindi una delle pochissime possibilità lavorative locali, ne ha ovviamente fatto l'obiettivo di tutti coloro che cercano un impiego qualificato e ad elevata professionalità. Dall'altro, la sua presenza ed il suo impatto in un territorio di straordinaria bellezza e con importanti potenzialità turistiche.

Sviluppo sostenibile e rispetto della Legge sono alcuni degli impegni presi dalla Raffineria che costituiscono la base della VISION e delle POLITICHE SOCIETARIE sviluppate con l'obiettivo di essere "sopportati" dalla popolazione e non semplicemente "sopportati".

La Raffineria ha implementato il sistema di gestione integrato Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità comprensivo di specifiche procedure di monitoraggio della conformità normativa volto ad assicurare il rigoroso rispetto delle prescrizioni legali e dei requisiti autorizzativi rilasciati dalle Autorità ma anche a perseguire standards e normative tecniche di settore allineati con le migliori tecnologie disponibili (in inglese BAT Best Available Technologies).

La RAM adempie tutti gli obblighi di legge e considera questi non un riferimento massimo, piuttosto un punto di partenza, un **TRAGUARDO MINIMO**, ciò per fare sempre meglio, per fare di più, nell'ottica del continuo miglioramento.

Ma vediamo quali sono gli aspetti più importanti di un sistema di gestione della conformità legislativa!

Come ben si può capire, l'universo delle norme e dei requisiti che regolano uno stabilimento come la Raffineria di Milazzo è vastissimo.

L'elenco delle Leggi (locali, nazionali ed internazionali), dei decreti attuativi, delle circolari e delle disposizioni autorizzative è in continua evoluzione, così come la biblioteca di specifiche, norme e standards tecnici adottati in tutto il mondo per ridurre i rischi ed aumentare l'affidabilità degli impianti.

In uno scenario, quale il nostro, si devono considerare non solo le norme in vigore o in fase di emissione, ma anche quelle in evoluzione, cioè quelle che saranno definite in futuro e che potenzialmente possono interessare l'azienda e il suo ciclo produttivo; per esempio, nuove caratteristiche dei carburanti puliti di prossima generazione o nuovi limiti di emissione, in vigore magari fra cinque o dieci anni. Tenere traccia di tutti i decreti legislativi, norme tecniche e decreti autorizzativi che regolano le attività di Raffineria è una responsabilità

ità della **Funzione Sicurezza, Protezione e Prevenzione** (confidenzialmente SPP e anche questo definito ai sensi e nel rispetto della Legge).

Viene infatti redatto, e mantenuto aggiornato, un registro interno chiamato **REGLEG**, il cui acronimo significa, per l'appunto, Registro (REG) della Legislazione (LEG) applicabile.

Per ogni riferimento normativo riportato, vengono indicati, fra l'altro, tutti gli adempimenti da attenzionare e i requisiti da soddisfare, le Funzioni Aziendali coinvolte ed interessate all'attuazione, eventuali altri riferimenti interni, scadenze, note, ecc.

Il Registro REGLEG è uno dei principali documenti del Sistema di Gestione Integrato; è un documento pubblicato sull'intranet aziendale, completamente accessibile e consultabile da tutti.

SPP è anche l'Osservatorio principale dell'evoluzione normativa.

Si occupa, infatti, dell'individuazione delle norme in emissione o in evoluzione con potenziale applicabilità alla Raffineria. Per l'aggiornamento normativo si ricorre all'acquisizione di pubblicazioni ufficiali quali le Gazzette Europee, Nazionali e Regionali e alla consultazioni di media e canali informativi importanti, riviste specializzate, Internet etc. L'attività è supportata anche dagli Uffici Legali dei due azionisti ENI e Q8, nonché dall'appartenenza ad organismi istituzionali di settore.

Una volta individuati i nuovi requisiti normativi/tecnic/autorizzativi, tutte le Funzioni aziendali interessate vengono portate a conoscenza e coinvolte nel processo di attuazione delle nuove disposizioni.

Tutte le Funzioni partecipano alla valutazione degli impatti (anche in termini di rischio sul business aziendale) che gli aggiornamenti normativi possono avere sull'azienda.

Viene valutata la necessità di modificare o emettere nuove procedure gestionali o disposizioni organizzative, di apportare modifiche alla definizione dei ruoli o attribuire nuovi compiti e responsabilità così come la necessità di pianificare investimenti nel breve, medio o nel lungo periodo.

Una prima valutazione riguarda la copertura del requisito da parte del nostro sistema di gestione ed in particolare ci si domanda se:

⇒ **Esiste una pratica o procedura specifica per il soddisfacimento di quanto richiesto?**

⇒ **Se esiste, è adeguata alla nostra Organizzazione o è sufficientemente "attrezzata" di risorse disponibili?**

⇒ **Se è adeguata, viene applicata correttamente?**

Rispondendo a queste domande è possibile identificare le attività che possono generare non conformità normative e quindi gli interventi che devono prontamente essere messi in atto al fine di ridurre al minimo il

rischio di incorrere in perdite o danni derivanti da violazioni alle norme e che potrebbero compromettere il business, l'immagine e perfino l'esistenza stessa dell'Azienda.

Per un monitoraggio efficace del Sistema e soprattutto per perseguire livelli di eccellenza nel campo della Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità, ciascuno di noi è una figura centrale dell'intero sistema; tutti noi, infatti, dobbiamo svolgere le nostre attività nel rispetto delle norme di legge e delle procedure aziendali evitando di cercare "scorciatoie" al fine di mitigare rischi e pericoli che potrebbero investire anche uno solo degli aspetti della Raffineria.

L'impegno per il rispetto delle Leggi da parte della Raffineria non si limita, però, solo alle attività svolte dal proprio personale, ma riguarda anche quelle svolte dagli Appaltatori e dai Fornitori che cooperano con l'Azienda; in buona sostanza, la Raffineria pretende che questo impegno sia globale, a 360°.

Tutto questo nient'altro è che **L'ELEMENTO 3 DEL PROTOCOLLO RMP "CONFORMITÀ LEGISLATIVA"**.

Di seguito alcune domande del protocollo:

3.1.1 **Esiste un sistema di gestione che identifichi le prescrizioni legali, i requisiti relativi alle autorizzazioni all'esercizio o contenuti nelle normative/standard tecnici applicabili; il sistema è in grado di valutare l'impatto che questi requisiti hanno sull'Organizzazione aziendale?**

3.1.2 **Esiste un sistema che verifichi periodicamente la conformità con le disposizioni legislative ed autorizzative e che, in caso di inadempienze, definisca adeguate azioni correttive?**

3.1.4 **Il sistema comprende un'attività di verifica e monitoraggio dell'evoluzione in campo normativo/tecnico che potrebbero avere ripercussioni future sull'Organizzazione?**

3.1.5 **Esiste un registro aggiornato e disponibile di tutte le norme in vigore riguardanti Salute, Sicurezza ed Ambiente applicabili?**

3.2.4 **Il sistema di gestione delle autorizzazioni all'esercizio prescrive l'identificazione dei requisiti operativi e del responsabile che garantisce l'adempimento degli stessi?**

3.4.2 **Il Sistema è definito da una procedura, o comunque è documentato?**

3.6.5 **Esiste un Sistema che assicuri la conformità ai requisiti legali da parte degli Appaltatori e Fornitori?**

Per il soddisfacimento di questi requisiti, la Raffineria ha elaborato una procedura, presente sul portale intranet, la RAM-91006 "MODALITA' PER LA REGISTRAZIONE E LA CONSERVAZIONE DELLE PRESCRIZIONI DI LEGGE ED ALTRE NORME" che definisce, per l'appunto le modalità e le responsabilità per individuare, aggiornare, diffondere, registrare e conservare le prescrizioni in materia di Sicurezza, Salute, Ambiente e Qualità, derivanti da norme di legge, regolamenti od altri impegni liberamente sottoscritti dall'Azienda ed applicabili alle sue attività.

Per onorare questi impegni, il contributo di ciascuno è essenziale: consideriamo quindi il rispetto delle leggi il nostro **TRAGUARDO MINIMO**, per migliorare, per fare di più!

ELEMENTO 3 – CONFORMITÀ LEGISLATIVA

Obiettivi

- ⇒ Un processo completo di identificazione e recepimento di tutta la legislazione locale, nazionale ed internazionale applicabile e vigente nonché di tutti gli standards (BAT) ingegneristici e tecnici.
- ⇒ Il monitoraggio della normativa in evoluzione con la valutazione dei possibili impatti sull'operatività e sull'organizzazione dell'Azienda
- ⇒ La verifica puntuale, sistematica e periodica della conformità alla legislazione vigente e alla regolamentazione tecnica
- ⇒ La definizione di un sistema accurato e periodico di reporting verso le Autorità competenti.



Registro della Legislazione Applicabile

INDICE

- 01 TUTELA DELLE ACQUE E GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE
- 02 TUTELA DELLE ACQUE E GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE - NORMATIVA REGIONALE
- 03 GESTIONE DEI RIFIUTI
- 04 PROTEZIONE DEL SUOLO-SOTTOSUOLO E BONIFICA DEI SITI CONTAMINATI
- 05 TUTELA DELL'ARIA E RIDUZIONE EMISSIONI IN ATMOSFERA
- 06 TUTELA DELL'ARIA E RIDUZIONE EMISSIONI IN ATMOSFERA - NORMATIVA REGIONALE
- 07 TUTELA OZONO STRATOSFERICO
- 08 GESTIONE EMISSIONI ACUSTICHE
- 09 GESTIONE EMISSIONI ACUSTICHE - NORMATIVA REGIONALE
- 10 GESTIONE SOSTANZE PERICOLOSE - AMIANTO
- 11 GESTIONE SOSTANZE PERICOLOSE - PCB/PCP
- 12 GESTIONE SOSTANZE PERICOLOSE - PCB/PCP - NORMATIVA REGIONALE
- 13 DANNI AMBIENTALE
- 14 PREVENZIONE E RIDUZIONE INTEGRATE DELL'INQUINAMENTO (IPPC) E AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE (IA)
- 15 IGIENE INDUSTRIALE E PREVENZIONE INFORTUNI
- 16 RISCHI DI INCIDENTI RILEVANTI
- 17 PREVENZIONE INCENDI
- 18 RISCHIO INDUSTRIALE
- 19 GESTIONE ATTIVITA' DI RAFFINERIA - NORMATIVE VARIE
- 20 CONTRATTI IN ESSERE CON TERZI
- 21 VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA (VAS) E VALUTAZIONE D'IMPATTO AMBIENTALE (VA)
- 22 STANDARD TECNICI ED AL TRE NORME APPLICABILI

Anche Questo Documento lo trovi sul tuo Portale Intranet



Il Team del Progetto RMP

Paolo Miroddi
Loriana Petrona
Elisa Rlenzi
Stefano Trimboli
Raffaele D'Angelo

Attualmente, sul registro REGLEG sono presenti 274 riferimenti ad adempimenti legislativi e requisiti normativi.



Raffineria di Milazzo S.C.p.A.

Raffineria

Management

Protocollo

La Conformità

Legislativa

Newsletter 4

Giugno 2009

IL MODO MIGLIORE.

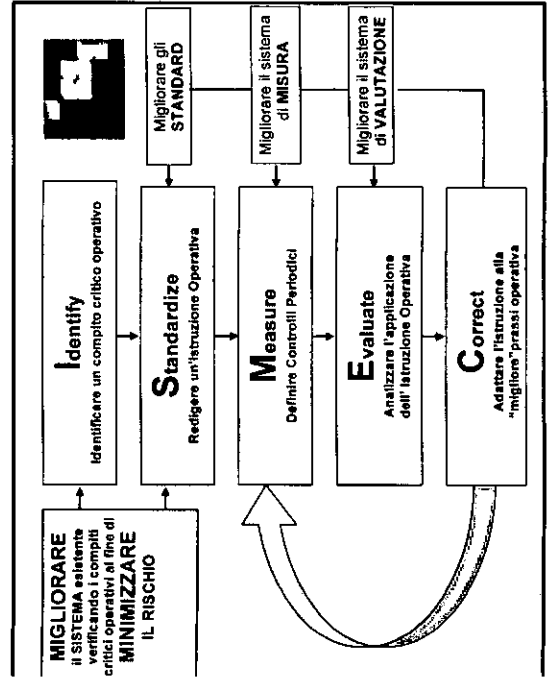
Se a ciascuno di noi venisse chiesto quali possono essere le cause di un infortunio, cosa risponderemmo ?

Sicuramente tra le cause più frequenti si sente parlare di strumenti/attrezzature/materiali difettosi, utilizzo inadeguato dei DPI, luogo di lavoro inadatto, ecc.; poche volte la causa di un infortunio viene invece attribuita alla scarsa conoscenza del modo in cui bisogna svolgere un compito, ovvero alla scarsa consapevolezza di quale sia la corretta sequenza delle operazioni da eseguire per svolgere una determinata attività.

Ci siamo mai chiesti, durante lo svolgimento di un compito: «quale operazione bisogna fare prima di un'altra?», oppure, «quali DPI utilizzare?» ed ancora, «quali sono le possibili situazioni di emergenza che potrebbero scaturire e quali sono i comportamenti da adottare?».

Sapevate che un compito che ha la probabilità e la potenzialità di provocare gravi danni (alle persone, all'ambiente, alla proprietà, ecc.), se svolto in modo NON corretto, è un compito "Critico" ?
Al fine di minimizzare i rischi potenziali associati alle attività eseguite in impianto, ed abbassare quindi la criticità di un compito, la Raffineria di Milazzo ha adottato la metodologia, di seguito schematizzata, per analizzare e monitorare tutte le operazioni che potrebbero generare un pericolo.

In cosa consiste questa metodologia ?



Identificare un compito critico.

L'individuazione del compito critico consiste in un'analisi delle informazioni finalizzata a rispondere alle seguenti domande:

È possibile che il compito operativo (sia durante che dopo la sua esecuzione) possa portare ad eventi incidentali o comunque indesiderati per la Raffineria? Quanto possono essere gravi le conseguenze? Quanto spesso possono capitare?

Rispondendo a queste domande e prendendo in considerazione eventi già avvenuti anche in altre unità d'impianto o, al limite, anche in altri siti industriali, possiamo, sulla base della Matrice di Rischio, assegnare a ciascun compito individuato una categoria di rischio.

Redigere un'istruzione operativa.

L'obiettivo RAM è quello di definire la "migliore prassi" operativa di esecuzione del compito, ovvero:

- ⇒ descrivere il compito (chi lo esegue, quando, quanto spesso, dove, perché, incluso una descrizione, step by step, delle operazioni da eseguire),
- ⇒ definire le attrezzature/mezzi ed i DPI da impiegare,
- ⇒ dare un'indicazione del comportamento da adottare in caso di situazioni anomale.

In altre parole, definire la "migliore prassi operativa" significa tenere sotto controllo il livello di criticità effettivo (e non teorico) del compito e quindi minimizzare i rischi riducendo sia le conseguenze in caso di errori, che la probabilità di accadimento di azioni o condizioni che possono provocare un incidente.

Definire controlli periodici, analizzare l'applicazione delle istruzioni operative e correggere.

Cosa significa controllo? "Correggere" le carenze.

L'obiettivo della RAM è quello infatti di evidenziare eventuali carenze procedurali per poi correggerle e quindi mirare all'ottimizzazione/ridefinizione/miglioramento delle istruzioni operative adattandole ancora alla "migliore prassi operativa".

Il controllo viene eseguito, concretamente, attraverso l'osservazione dell'applicazione delle istruzioni operative durante l'esecuzione del compito, al fine di portare alla luce potenziali problemi/rischi/pericoli residui, attrezzature difettose o inadeguate ed anche azioni difficoltose da eseguire.

Riflettiamo insieme su una cosa: senza il controllo crescono errori, rischi e pericoli: una mancanza di controllo rende il sistema statico e quindi non migliorabile; un qualcosa che non migliora è destinato a perdersi.

Non consideriamo quindi il controllo come un'azione punitiva ed evitiamo qualsiasi dubbio di legittimità o antisindacalità, perché il controllo, e quindi l'osservazione dell'applicazione delle istruzioni operative, ha il solo scopo di evitare una perdita e di migliorare il sistema esistente.

Tutto questo nient'altro è che **Controllo Operativo**, l'elemento 9 del protocollo RMP ed i suoi sottoelementi:

⇒ **9.3 "Analisi dei compiti critici"**

⇒ **9.4 "Osservazione dei compiti critici"**

Di seguito alcune domande:

- 9.3.1** La Raffineria ha definito una procedura per identificare, analizzare e monitorare i compiti critici ?
- 9.3.2** Sono stati nominati uno o più coordinatori o responsabili per gestire il sistema di analisi e di osservazione dei compiti ?
- 9.3.5** E' stato usato un approccio sistematico per identificare e valutare la criticità dei compiti ?
- 9.3.6** E' stato fissato, per tutti i compiti critici identificati, un programma realistico per il completamento dell'analisi, incluse le verifiche sulle azioni corrette individuate ?
- 9.4.1** Ogni quanto tempo viene designato specifico personale per l'osservazione completa dei compiti per cui sono previste procedure operative ?
- 9.4.2** Si usa un modello speciale per l'osservazione dei compiti ?
- 9.4.4** Sono osservati i ruoli critici dopo che le relative procedure sono state cambiate ?
- 9.4.5** Esiste un sistema che garantisca che tutto il personale venga regolarmente osservato mentre svolgono compiti critici ?
- 9.4.6** Viene utilizzato un sistema per garantire che siano corretti i problemi identificati mediante l'osservazione dei compiti ?

Per il soddisfacimento di questi requisiti, la Raffineria ha elaborato una procedura, presente sul portale Intranet, la RAM-91022 "ANALISI ED OSSERVAZIONE DEI COMPITI CRITICI OPERATIVI (Critical Task Analysis)" che definisce le prassi ed i relativi responsabili per identificare, analizzare e monitorare i compiti critici.

Un altro passo importante è anche l'elaborazione del "Manuale delle Istruzioni Operative di Produzione" (*Best Practices Manual Book*), PRD-95033, una sorta di manuale dell'Operatore (presente sul portale Intranet) che raccoglie tutte le istruzioni operative appositamente definite per il contenimento e la minimizzazione dei rischi associati ad attività d'impianto.

In tutto il processo di analisi ed osservazione dei compiti critici, figura chiave è il Capo Reparto PRD il quale oltre a definire le "migliori prassi operative", esegue le verifiche in impianto secondo una frequenza di monitoraggio stabilita in funzione della criticità del compito.

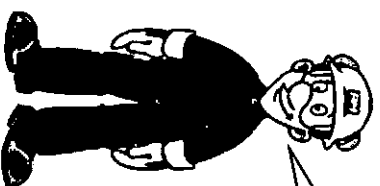
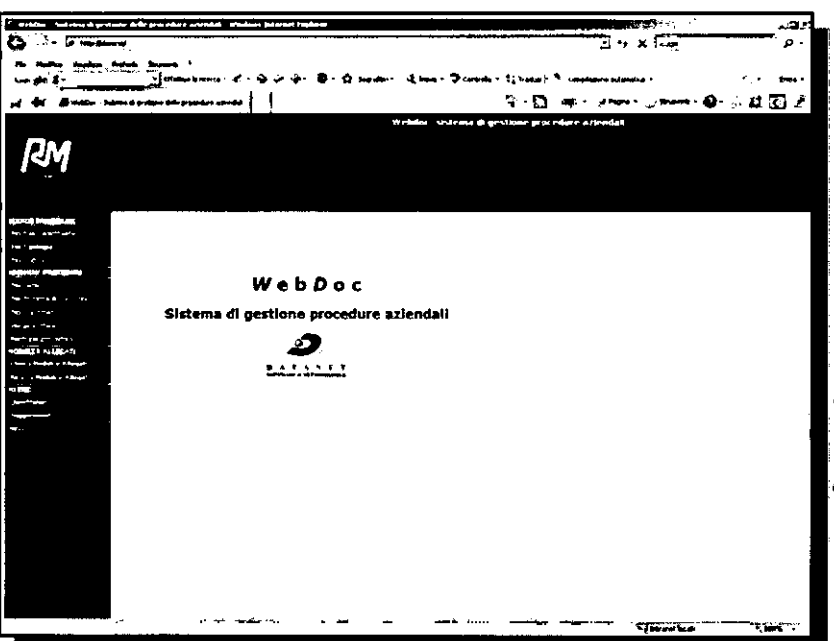
La verifica viene eseguita con l'ausilio di un modello che permette al Capo reparto di valutare ed evidenziare, con chi materialmente esegue il compito, le eventuali carenze; tutto ciò nell'ottica, sempre, di perseguire il miglioramento e di scongiurare rischi di qualsiasi natura.

Rendere minima la possibilità di correre dei rischi è una cosa estremamente importante per tutti; proprio per questo non dobbiamo dimenticare di dare sempre il nostro contributo.

ELEMENTO 9 – CONTROLLO OPERATIVO

Obiettivi

- ⇒ Un controllo efficace e continuo delle attività operative in impianto
- ⇒ Una gestione efficace delle interfacce tra la produzione e le altre funzioni di Raffineria per assicurare l'integrità degli impianti.
- ⇒ Un rivedizione periodica, sistematica e formale delle istruzioni operative e delle procedure da parte di personale competente e responsabile.
- ⇒ Un uso ottimale e responsabile delle procedure operative e di emergenza da parte di personale con livello di competenza adeguato



Ricordati che tutte le procedure sono su WebDoc !!!!!

Il Team del Progetto RMP

Paolo Mirotti
Loriana Petrona
Elisa Rienzi
Stefano Trimboli
Raffaello D'Angelo



Raffineria di Milazzo S.C.p.A.

Refinery

Management

Protocol

IL Controllo
Operativo
Newsletter 3

Marzo 2009

UNA TESSERA DEL PUZZLE.

Il protocollo RMP è una check list complessa, più di 600 requisiti, divisi in capitoli o elementi che coprono le attività di tutta la nostra organizzazione.

Il progetto richiede l'analisi dettagliata di quanto richiesto dai singoli requisiti e quindi l'individuazione dei punti non coperti dalla nostra organizzazione, dal nostro sistema di regole e procedure, dal nostro modo di lavorare e di confrontarci con le tematiche di sicurezza, salute, ambiente e qualità.

La RAM è un'azienda che risponde a tutta la legislazione vigente, è un'azienda certificata e se è considerata come una delle migliori raffinerie italiane o anche europee, vuol dire che siamo posizionati bene su quanto richiesto dal protocollo. Ma si può sempre migliorare. Non esiste un limite a quanto si può fare migliorare la sicurezza e il nostro impatto ambientale o sulla comunità che ci circonda.

Ricordiamoci che qualsiasi iniziativa (e ce ne sono tante, come per esempio questo inserto di ViviRam) presa per migliorare la sicurezza di fabbrica risolve o partecipa alla risoluzione di un qual- che requisito RMP anche quelle che a prima vista possono sembrare futili e insignificanti.

Refinery Management Protocol

LE AREE DEL PROGETTO

15
Elementi

117
Sub Elementi

1. LEADERSHIP & MANAGEMENT
2. ANALISI DEI RISCHI
3. CONFORMITÀ LEGISLATIVA
4. PULFICAZIONE
5. ORDINAZIONE
6. COMUNICAZIONE
7. GESTIONE DELLA DOCUMENTAZIONE
8. CONTROLLO OPERATIVO
9. GESTIONE DELLE EMERGENZE
10. ANALISI DEI CRITICI INCIDENTI/AI
11. SALUTE ED IGIGIENI INDUSTRIALI
12. INTERGRITÀ DEGLI IMPIANTI
13. CONTRACTORS E FORNITORI
14. PREVENIRE LE PRESTAZIONI

Il progetto è lungo, complesso, articolato ma non bisogna scoraggiarsi e disperare. Ci sono argomenti importanti ma anche perfezionismi ai quali dedicarsi con meno urgenza.

E quando i progetti sono complessi allora si dividono in progetti più piccoli, più controllabili, da sviluppare in modo coordinato ed omogeneo. Il protocollo si presta a questo approccio da scatole cinesi. Per esempio analizziamo alcuni singoli requisiti e verificchia-

mo come la RAM ha risolto o si sta muovendo, per esaudire quanto richiesto.

Parliamo di Leadership e quindi
ELEMENTO 1 LEADERSHIP

SOTTOELEMENTO 1.5 MANAGEMENT SAFETY TOURS (ISPEZIONI DI SICUREZZA A CURA DEL MANAGEMENT)
Di seguito le domande.

1.5.1 CON QUALE FREQUENZA L'AMMINISTRATORE DELEGATO EFFETTUA VISITE DI SICUREZZA IN IMPIANTO ? (OGNI SEI MESI - OGNI ANNO - MAI)

1.5.2 CON QUALE FREQUENZA I RESPONSABILI DI FUNZIONE CHE FANNO CAPO DIRETTAMENTE ALL'AMMINISTRATORE DELEGATO EFFETTUA VISITE DI SICUREZZA NELLE AREE DI LORO COMPETENZA ? (OGNI TRE MESI - OGNI SEI MESI - OGNI ANNO - MAI)

1.5.3 CON QUALE FREQUENZA I RESPONSABILI DI UNITÀ EFFETTUA VISITE DI SICUREZZA NELLE AREE DI LORO COMPETENZA? (OGNI TRE MESI - OGNI SEI MESI - OGNI ANNO - MAI)

1.5.4 VENGONO IMPIEGATI SUPPORTI SCRITTI, COME CHECKLIST, NOTE RELATIVE AD AREE AD ELEVATO POTENZIALE DI RISCHIO, RAPPORTI SU PARTICOLARI ASPETTI CRITICI, ECC. DURANTE LE VISITE DI SICUREZZA ? (S/NO)

Questa è la traduzione letterale di alcuni dei requisiti che si è cercato di risolvere fin dall'inizio del progetto RMP. Si parla delle ben note Visite in Campo.

La raffineria è stata divisa in 24 aree, sono stati definiti 12 gruppi di ispezione di 7 persone e coordinati da un Responsabile di alto livello. Ognuno di questi gruppi esegue una ispezione al mese, secondo un calendario ben definito che garantisce che ognuna delle ventiquattro aree venga visitata ogni due mesi.

Questo sistema chiamato in codice SVSC (Sistema delle Visite di Sicurezza in Campo) viene gestito da un coordinatore generale che con la collaborazione "preziosa" della segreteria DIRTEC garantisce l'archiviazione sistematica dei rapporti di ispezione, il monitoraggio della qualità dei rapporti, la valutazione delle prestazioni di tutto il sistema e l'analisi dei principali indicatori con il Comitato Salute Sicurezza Ambiente; quest'ultimo è l'organo centrale RAM, composto da tutti i dirigenti, responsabile delle attività di definizione degli obiettivi strategici e riesame delle prestazioni del sistema di gestione integrato.

Qualche appunto sul soddisfacimento del requisito.

Tutti i Responsabili di Funzione e di Unità sono presenti all'interno dei gruppi di visita SVSC inclusi i responsabili e capi reparto di produ-

zione e movimentazione e quindi ci si muove nelle aree di loro competenza.

Gli Amministratori Delegati eseguono ispezioni secondo lo stesso standard mediamente ogni tre mesi. Il Direttore Generale ha il coordinamento diretto di uno dei gruppi e quindi, anche lui, una visita al mese.

L'ispezione viene eseguita con l'utilizzo di una modulistica basata su check list che permette anche una valutazione numerica a "punteggio" delle risultanze. Quasi sempre il gruppo ispettivo utilizza le note scaturite dalle visite precedenti e verifica lo stato di risoluzione delle anomalie riscontrate.

Sulla base di una valutazione di criticità, le ispezioni sono state indirizzate principalmente su tutte le aree impianto e su alcune facilities con potenziali livelli di rischio come, per esempio, il laboratorio (peraltro quasi sempre promosso a pieni voti). Non sono state incluse nel giro altre aree logistiche (spesso comunque coperte da altre attività di sopralluogo periodico) anche perchè lo scopo primario delle visite è il contatto ed il colloquio con il personale operativo di produzione. Si va in impianto principalmente per discutere di sicurezza con chi, fisicamente, opera e vive queste problematiche direttamente, giorno per giorno.

ELEMENTO 1 - LEADERSHIP

Obiettivi

- ⇒ Un impegno forte e visibile nell'attuazione del Sistema di Gestione tramite una definizione univoca di ruoli, responsabilità e regole comportamentali.
- ⇒ La garanzia del proprio forte impegno, e di quello altrui, nell'attuazione delle Politiche Aziendali e nel rispetto di leggi, norme e procedure.
- ⇒ Un uso intensivo e puntuale di regole per la gestione dei cambiamenti sia organizzativi che operativi e strutturali
- ⇒ Un rivisitazione periodica, sistematica e formale delle prestazioni del Sistema di Gestione in relazione agli obiettivi strategici definiti.
- ⇒ La creazione di un approccio culturale proattivo su sicurezza, salute, ambiente e qualità.

SEI UN LEADER IN SALUTE, SICUREZZA, AMBIENTE, QUALITÀ ? DIECI DOMANDE PER TE

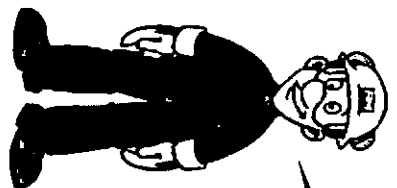
1. TI ASSICURI SEMPRE CHE QUESTE PROBLEMATICHE SIANO FONDAMENTO PER TUTTE LE TUE ATTIVITÀ ?
2. PROVVEDI SEMPRE A ASSEGNARE PARTE DELLE TUE RISORSE (PER ESEMPIO IL TUO TEMPO O QUELLO ALTRUI) A QUESTI ASPETTI ?
3. TI ASSICURI CHE LE PERSONE CHE LAVORANO CON TE ABBIANO CHIARE LE STRATEGIE, GLI OBIETTIVI E LE RESPONSABILITÀ ?
4. PROVVEDI PUNTUALMENTE AD INTEGRARE QUESTI ASPETTI IN TUTTE LE TUE NUOVE INIZIATIVE, PROGETTI ED ATTIVITÀ ?
5. HAI UNA BUONA PERCEZIONE DELLA TUA CONOSCENZA DI QUESTE TEMATICHE ?
6. CONDIVIDI CON ALTRI LA TUA CONOSCENZA E LE TUE ESPERIENZE ? SEI PARTE ATTIVA NELLA COMUNICAZIONE E NELLA DIFFUSIONE DI INFORMAZIONI ?
7. TI ASSICURI CHE LA CULTURA AZIENDALE CRESCA E CHE LE ESPERIENZE E GLI EVENTI, ANCHE NEGATIVI, SIANO UTILIZZATE COME BUON INSEGNAMENTO ?
8. PARTECIPI ALL'IDENTIFICAZIONE ED ALL'ESECUZIONE DI AZIONI ORIENTATE AL MIGLIORAMENTO CONTINUO ED ALLA RIDUZIONE DEI RISCHI ?
9. TUTTO QUESTO È SEMPRE PARTE DEL TUO LAVORO GIORNALIERO ?
10. HAI UNA FORTE PERCEZIONE CHE TUTTI NOI ABBIAMO E DOBBIAMO AVERE UN RUOLO ATTIVO ?

Portale Informativo
Sicurezza - Salute - Ambiente - Qualità

giorni 159
senza infortuni

Data ultimo infortunio
04 giugno 2008

'EBDOC e alle procedure RAM nel nuovo standard --- Nei Documenti



**Vuoi saperne di più ?
Vai al Portale Intranet**

Il Team del Progetto RMP
Claudio D'Amico
Paolo Miroddi
Loriana Petrona
Elisa Renzi
Stefano Trimboli
Raffaele D'Angelo

Raffineria di Milazzo S.C.p.A.

Management

Refinery

P

FOTOCOPIA

Leadership

Newsletter-2

EFFICIENZA

AZIENDALITÀ

QUALITÀ

AFFIDABILITÀ

NO

RIFERIMENTI

VIA

Novembre 2008



Allegato 4 - Interventi finalizzati al miglioramento delle performance ambientali



Intervento	Inizio lavori	Fine Lavori	Note
<p><u>Interventi di recupero energetico e riduzione consumi idrici</u></p> <p>Intervento di revamping sulle due torri di raffreddamento a tiraggio forzato (CTW3, CTW4) per migliorare l'efficienza termica e ridurre le perdite d'acqua. Il 1° passo prevede l'innalzamento del corpo di entrambe le torri per eliminare i ricicli e la sostituzione dei separatori di gocce. Il risparmio di acqua pozzi è stimato in 30-40 m³/h.</p>		30 Ottobre 2007	L'intervento consentirà anche una diminuzione della temperatura dell'acqua di raffreddamento con benefici agli impianti di processo. Attività in corso, completamento previsto per fine 2009.
<p><u>Interventi di recupero energetico</u></p> <p>Implementazione di un sistema di controllo multivariabile DMC per l'ottimizzazione dei parametri operativi e dei consumi energetici per le unità Topping 3, HDT e Reforming. Il risparmio stimato è pari a 2365 TEP/anno.</p>		30 Ottobre 2007	Completato Topping 3. In fase di valutazione l'efficacia dell'installazione su HDT/ref. tramite benchmark e feedbacks da altre realtà produttive.
<p><u>Interventi di recupero energetico</u></p> <p>Modifica del sistema di regolazione della carica ai compressori K-101 A/B dell'unità HGU-1 (Idrogeno) con una riduzione del consumo di energia elettrica. Il risparmio stimato è pari a 1102 TEP/anno.</p>		31 Marzo 2007	Intervento completato.
<p><u>Interventi di recupero energetico</u></p> <p>Modifica al treno di scambio nell'unità LCF con aggiunta di un terzo scambiatore (E304C) in parallelo agli esistenti E304A/B per migliorare il recupero termico (aumento della temperatura della carica in ingresso al forno e, a parità di carica, diminuzione del consumo di fuel e flussanti) e migliorare la flessibilità operativa (nei casi di sporcamento e necessità di pulizia di uno degli scambiatori). Il risparmio stimato è pari a 771 TEP/anno.</p>		31 Marzo 2007	In attesa autorizzazioni, completamento previsto entro 2009.
<p><u>Interventi di recupero energetico</u></p> <p>Installazione di un bypass allo scambiatore E-26 per migliorare l'efficienza energetica con riduzione di circa 1700 t FOE/a ai forni delle unità Topping 3 e 4. Il risparmio stimato è pari a 1647 TEP/anno.</p>		31 Marzo 2006	Intervento completato.



Intervento	Inizio lavori	Fine Lavori	Note
due serbatoi di benzine a tetto galleggiante.			
<u>Riduzione emissioni di VOC</u> Installazione di un sistema di recupero dei vapori originati durante il caricamento prodotti leggeri su nave. Tale sistema verrà installato sui sistemi di caricamento del pontile 1.	31 Dicembre 2006		L'obiettivo è la minimizzazione di emissioni di VOC imputabili alle navi in fase di caricazione benzine ai pontili della Raffineria. Intervento completato.
<u>Riduzione emissioni di VOC</u> Sviluppo di adeguato programma di attività ispirato ai principi di rilevamento e controllo delle perdite e finalizzato alla sua implementazione nella realtà della raffineria (LDAR).	30 Ottobre 2007		L'obiettivo è il controllo delle perdite e la loro conseguente minimizzazione; il beneficio verrà quantificato una volta disponibili i risultati del programma stesso. Sono stati eseguiti dei rilievi preliminari su alcuni impianti (Gas Conc. Reforming, HDT1, HDS2, Mercox GPL1, Mercox GPL2), propedeutici alla successiva implementazione del programma.
<u>Riduzione delle emissioni di VOC da vasche impianto di trattamento acque reflue</u> Studio di fattibilità per l'esecuzione della copertura delle vasche API.	30 Ottobre 2007		L'obiettivo è la minimizzazione di emissione aeriforme diffuse dalla sezione di disoleazione; il beneficio verrà quantificato una volta disponibili i risultati dello studio di fattibilità. E' in corso uno studio sulle emissioni con l'Università di Messina per la definizione delle basi di progetto.
<u>Revamping unità di recupero zolfo</u> Intervento di revamping dell'unità di recupero zolfo SRU 2 e SCOT con miglioramento dell'affidabilità dell'unità.	30 Ottobre 2007		Intervento completato.
<u>Miglioramento della qualità degli scarichi idrici</u>	30 Giugno 2007		Il primo intervento è stato completato mentre il secondo è in corso e se ne prevede il completamento



Intervento	Inizio lavori	Fine Lavori	Note
<p>L'investimento prevede due interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">- permettere l'invio di acqua dal TAP al TAZ e viceversa per utilizzare indifferente le varie sezioni dei due impianti al fine di mantenere in efficienza le apparecchiature;- razionalizzare la raccolta delle acque meteoriche in prossimità strada "3" con possibilità di separazione da quelle oleose e invio al TAZ evitando di sovraccaricare idraulicamente il TAP in caso di eventi piovosi intensi.			per Giugno 2007. Intervento completato.
<p>Miglioramento efficienza di dissalaggio</p> <p>Intervento di revamping ai Desalter del Topping 4:</p> <ul style="list-style-type: none">- sistema 3 grid/ 3 voltage;- potenziamento sistema acqua di raffreddamento;- nuova strumentazione per il livello interfaccia.	30 Ottobre 2007		Intervento completato.
<p>Prevenzione della possibile contaminazione per i suoli</p> <p>Risanamento e ristrutturazione di tratti fognari (2800+4950 metri), impermealizzazione di circa 100 pozzetti.</p>		30 Giugno 2007	Attività in corso, fine prevista 2010.
<p>Prevenzione della possibile contaminazione per i suoli</p> <p>Interventi di manutenzione straordinaria e ristrutturazione del parco serbatoi: ristrutturazione serbatoi TK500, TK2, TK532, TK124, TK93, TK83, TK60, TK3, TK 70, TK95, TK22 e TK 65 per tetto, fondo, serpentino, senza variazioni costruttive rispetto a quanto esistente. Ripristino bacini di contenimento. Ispezioni mediante tecniche ad emissioni acustiche per monitorare il tasso di corrosione.</p>		30 Ottobre 2007	Si osservi che, in relazione alle future esigenze operative e logistiche della Raffineria, il calendario delle attività potrà essere modificato con conseguente variazione dei serbatoi oggetto dell'intervento. Attività in corso. Per ulteriori dettagli si veda la Nota tecnica "gestione Serbatoi" allegata alla Nota esplicativa del MATTM (Allegato 13).



Allegato 5 – Attività di Ispezione e Manutenzione Parco Serbatoi



ATTIVITÀ DI ISPEZIONE E MANUTENZIONE PARCO SERBATOI

1 PREMESSA

La Raffineria di Milazzo, nell'ambito di una politica aziendale specifica, si è dotata di specifici strumenti di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basate su norme internazionali: procedure RAM 91009 e MANINGE 95307. La definizione dei piani ispettivi tiene conto di diversi parametri quali: caratteristiche tecniche del serbatoio (tipologia, materiali, spessori, ecc.), condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), storia di esercizio (dati ispettivi e anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). In base a tale esame vengono scelte le specifiche tecniche ispettive (sia con serbatoio in esercizio che con serbatoio fuori esercizio) e le relative frequenze.

La presente Nota Tecnica si pone l'obiettivo di illustrare sinteticamente l'intero parco serbatoi di stoccaggio presente presso la Raffineria e di descrivere le modalità di gestione che vengono adottate, ovvero con quali metodologie e secondo quali criteri vengono svolte le attività di ispezione e manutenzione.

2 IL PARCO SERBATOI PRESSO LA RAFFINERIA

La Raffineria di Milazzo dispone di un parco serbatoi per lo stoccaggio sia di prodotti petroliferi a pressione atmosferica, che di prodotti gassosi liquefatti ad alta pressione.

Per quanto riguarda il parco serbatoi atmosferici, esso si compone di un totale di 129 serbatoi, di cui 19 attualmente esclusi dall'esercizio, per una capacità geometrica totale (compreso quelli fuori esercizio) di circa 4.000.000 m³. I serbatoi atmosferici in esercizio sono sia a tetto fisso che galleggiante, anche se quelli a tetto galleggiante sono in numero notevolmente preponderante.

Per quanto riguarda i serbatoi per lo stoccaggio di gas liquefatti, si hanno complessivamente 14 unità, per una capacità geometrica totale di circa 33.000 m³, che comprendono sfere, tumulati e uno sferoide per lo stoccaggio di metanolo.

Riepilogando, si elencano di seguito i tipi di serbatoi in uso presso la Raffineria di Milazzo:

- Atmosferici a tetto fisso;
- Atmosferici a tetto galleggiante (singolo e doppio pontone¹);
- Sfere per stoccaggio GPL;
- Tumulati per stoccaggio GPL e propilene;
- Sferoide per lo stoccaggio di metanolo.

Nella seguente Tabella è illustrato più in dettaglio com'è costituito il parco serbatoi:

¹ Nei serbatoi a tetto galleggiante, il pontone o cassone, ne rappresenta l'elemento cavo, realizzato tramite lamiere saldate, che consente al tetto di rimanere in galleggiamento sul prodotto stoccato. Per i serbatoi di diametro ridotto, il cassone o pontone occupa solo una corona circolare del tetto, mentre il resto è realizzato con lamiera singola (detta vela). Questo tipo di serbatoi si chiamano a singolo pontone. Per i serbatoi di grandi dimensioni, a causa dell'elevata estensione del tetto, è necessario che tutta la superficie di questo partecipi al galleggiamento, e oltre al cassone (pontone) circolare ai bordi del tetto, ve ne è un secondo che occupa la restante parte della superficie del tetto galleggiante. In tal caso il serbatoio viene definito a doppio pontone.



Tabella 1: Generalità del parco serbatoi

CATEGORIA	TIPOLOGIA	N° DI TK	CAPACITA' GEOM. TOT (m ³)
ATMOSFERICI (Prodotti Liquidi)	Tetto Fisso	18	174.960
	Tetto Galleggiante	111	3.874.950
PRESSURIZZATI	Sfere	5	9.000
	Tumulati	8	19.601
	Sferoide	1	5.000

3 TIPOLOGIE E FREQUENZE DELLE ISPEZIONI

I fattori guida che vengono considerati per elaborare un piano di ispezioni sono l'integrità strutturale dei serbatoi e l'inaccettabilità delle perdite.

È pertanto fondamentale che vengano eseguite delle ispezioni a intervalli regolari in modo che eventuali segni di degrado vengano rilevati in una fase iniziale, in modo da organizzare le azioni necessarie a prevenire che i fenomeni di degrado evidenziati evolvano fino a determinare perdite o altri tipi di guasto.

È possibile mantenere in esercizio un serbatoio per molti anni, senza eseguire ispezioni e manutenzioni, è però fondamentale mantenere un'accurata storia tecnica dei dati costruttivi, degli interventi effettuati nel corso degli anni, dei dati di esercizio, e seguire un determinato schema di ispezione e tenendo una accurata registrazione e valutazione degli esiti ispettivi.

3.1 Serbatoi atmosferici esterni

Un programma di ispezione riguarda sostanzialmente i principali componenti dei serbatoi, che nella fattispecie sono:

- Fondi;
- Tetti;
- Mantelli;
- Fondazioni;
- Tenute.

Ovviamente anche gli altri componenti minori (dreni, sfiami, etc...) richiedono ispezioni e le loro condizioni possono influenzare il periodo di esercizio del serbatoio.

Lo schema ispettivo di un serbatoio prevede le seguenti tipologie di ispezioni:

Ispezioni con serbatoio in esercizio:

- Ispezioni di routine: a cura del personale che gestisce il serbatoio: REPARTO MOVIMENTO PRODOTTI;
- Ispezioni esterne: a cura del reparto Ispezioni e Collaudi, accompagnate eventualmente da controlli non distruttivi;
- Controlli dei fondi dei serbatoi (tramite emissione acustica).

Ispezioni con il serbatoio fuori esercizio



Eseguite dall'interno, sono Indirizzate principalmente alla verifica delle condizioni del fondo, sia dal lato a contatto col prodotto, che dalla parte opposta a contatto con la piazzola di appoggio.

3.1.1 Ispezioni con serbatoio in esercizio

3.1.1.1 *Ispezioni visive esterne di routine*

Sono effettuate, con frequenza semestrale, dal personale del reparto Movimento Prodotti, al fine di verificare il corretto funzionamento del serbatoio. L'ispezione viene eseguita con il supporto di una check-list, e le evidenze vengono segnalate all'Ufficio Ispezioni. Eventuali necessità di intervento vengono comunicate al reparto Manutenzione.

Nel caso di serbatoi dotati di doppio fondo, durante questa ispezione si provvede anche all'apertura dei bocchelli spia², per verificare la presenza di eventuale prodotto tra i due fondi, indice della perdita di tenuta del fondo superiore.

Nell'occasione delle ispezioni esterne di routine viene verificato anche il funzionamento dei sistemi antincendio.

3.1.1.2 *Esame ispettivo esterno (triennale)*

Tale ispezione viene eseguita, da un ispettore qualificato dell'Unità Ispezione e Collaudi, con frequenza triennale. Questa attività viene preceduta dalla lettura delle schede storiche del serbatoio, in modo da focalizzare l'attenzione su eventuali problematiche già verificatesi in passato. Al termine viene redatto un rapporto complessivo che descrive la situazione dell'intero parco serbatoi.

Gli elementi che vengono posti sotto attenzione sono:

- Mantello: condizioni della coibentazione o vernice esterna;
- Tetto: presenza di eventuali corrosioni, funzionalità accessori di sfogo, presenza di avvallamenti;
- Fondazioni;
- Trincarino³;
- Sistemi ausiliari: messe a terra, sistemi antincendio

Eventuali attività manutentive che derivano dall'ispezione, in funzione della gravità vengono tempestivamente eseguite, o rimandate alla prossima messa fuori servizio del serbatoio, qualora i lavori non siano compatibili con l'esercizio dello stesso.

² Nei serbatoi a doppio fondo, tra il primo e il secondo fondo vengono realizzate delle canalette radiali che hanno la funzione di convogliare verso l'esterno eventuale prodotto che, per perdita di tenuta del primo fondo, raggiunge l'intercapedine tra i due fondi. Queste canalette sfociano in dei baccelli collegati all'esterno, chiusi da valvole. L'apertura periodica di questi, consente all'operatore di verificare, dallo scolo o meno di prodotto, la tenuta del fondo superiore.

³ Nella costruzione di un serbatoio atmosferico (a tetto fisso o galleggiante), la parte più esterna del fondo viene realizzata con delle lamiere, saldate tra loro di testa, che formano una corona circolare su cui si andranno a poggiare le lamiere del mantello laterale, che vengono saldate alle prime ad angolo. Tale corona circolare di lamiere del fondo si chiama trincarino (anular ring in inglese), e sporgendo per pochi centimetri da sotto il mantello, rappresenta l'unica parte a vista del fondo.



3.1.1.3 Ispezione dei fondi con serbatoio in esercizio: Emissione Acustica

Per potere mantenere i serbatoi in esercizio in condizioni di alta affidabilità, la Raffineria di Milazzo da tempo sta impiegando delle sofisticate tecniche, basate sull'Emissione Acustica, che consentono di eseguire l'ispezione del fondo durante l'esercizio del serbatoio. Il rilascio di energia associato a dei meccanismi di danno in atto, come la formazione e il distacco di prodotti di corrosione, genera delle onde ad altissima frequenza (ultrasuoni) che possono essere captate da sofisticati sensori. Disponendo opportunamente le sonde, ed applicando dei criteri di triangolazione, è anche possibile, tramite degli opportuni software che eseguono l'elaborazione dei segnali acquisiti, tracciare una mappa dell'entità dei fenomeni corrosivi in atto sul fondo. La procedura di controllo prevede una preparazione preliminare del serbatoio, il quale almeno 24 ore prima del monitoraggio deve essere mantenuto con un livello di liquido costante (che deve raggiungere almeno metà altezza del serbatoio), evitando movimenti del tetto, drenaggi del fondo, e tutte quelle azioni che potrebbero comportare fonte di rumore. Ovviamente l'intervento va concordato per tempo con l'Unità che gestisce l'esercizio degli impianti.

Una volta montati i sensori lungo la circonferenza del serbatoio, inizia il monitoraggio vero e proprio, che ha la durata di almeno un'ora.

Tutta l'attività acustica complessiva (Over-All Grade) che viene rilevata dai sensori è registrata, elaborata, e classificata secondo 5 livelli, da A fino ad E, a seconda della gravità dell'attività corrosiva in atto:

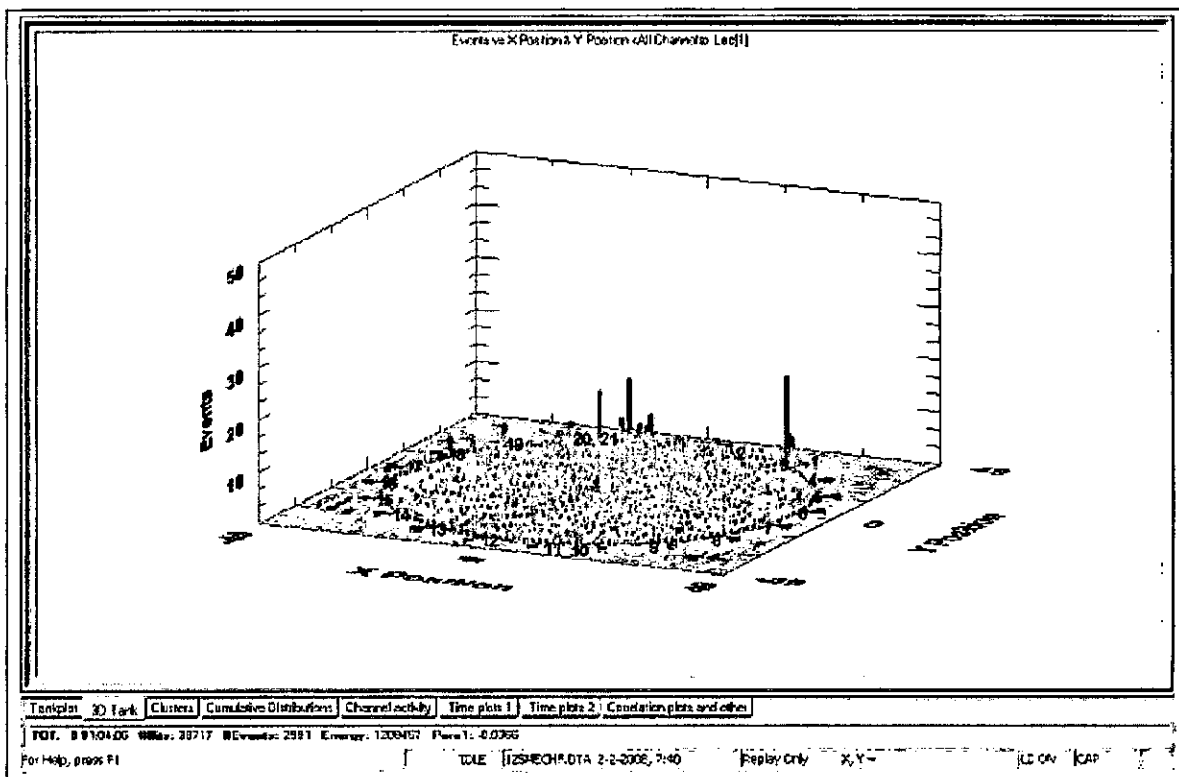
- A: nessuna attività corrosiva;
- B: piccola attività;
- C: attività intermedia;
- D: corrosione attiva;
- E: elevata attività.

L'attività acustica complessiva rivelata, viene rappresentata in diverse tipologie di grafici, in cui le indicazioni vengono posizionate sulla mappa del fondo che è stato monitorato. Questi risultati possono essere rappresentati anche in forma tridimensionale, in cui, in funzione dell'intensità, si riportano le indicazioni complessive rivelate, fornendo così una chiara situazione delle condizioni del fondo. Un esempio di grafico di questo tipo viene rappresentato in **Figura 1**.

Figura 1: Esempio di indicazioni da Emissione Acustica dal fondo di un serbatoio.

Tank 125

Located 'All Data' 3D View



Oltre a una classificazione in funzione dell'intensità dell'Overall-grade, le indicazioni vengono classificate anche in funzione della loro tipologia, in base all'esperienza degli operatori e al *data base* di cui dispone la ditta esecutrice del controllo (che vanta un'esperienza decennale nel settore). Viene così definito un indice di rischio di perdita potenziale (Potential Leak Grade), associato all'individuazione di corrosioni localizzate del fondo, con un livello che in funzione dell'attività riscontrata va da 1 a 5 (il livello 5 è il peggiore) definendo la pianificazione del successivo controllo:

Grado Composito	Tempo per la successiva ispezione
I	4-5 anni
II	2 anni
III	1 anno*
IV	0.5 anni*

*oppure predisporre l'ispezione interna.

La definizione del grado composito, in base all'Overall Grade e del Potential Leakege Grade, viene effettuata secondo le combinazioni della griglia di Figura 2:

Figura 2: Matrice di rischio per serbatoi

PLD Grade	5	III	III	IV	IV	IV
	4	II	III	III	IV	IV
	3	II	II	III	III	III
	2	I	I	II	II	n/a
	1	I	I	II	n/a	n/a
		A	B	C	D	E
OVERALL Grade						

3.1.1.4 Misure di spessore con ultrasuoni

Durante l'esercizio del serbatoio, vengono eseguiti dei controlli spessimetrici tramite ultrasuoni delle lamiere del mantello e del tetto. Tali controlli vengono eseguiti tenendo conto delle caratteristiche dei serbatoi e dei prodotti stoccati.

Se il rateo di corrosione non è conosciuto l'intervallo tra le misure con ultrasuoni non può essere superiore a 5 anni.

Tali controlli sono eseguiti in accordo con la normativa API Std 653, che definisce le posizioni su cui devono essere eseguite le misure.

3.1.2 Ispezione con serbatoio fuori esercizio

Essa consiste in una dettagliata ispezione visiva e/o strumentale dell'intera struttura del serbatoio, con particolare riferimento al fondo e agli accessori e componenti interni. L'ispezione coinvolge anche le tubazioni di collegamento dalla valvola di radice del serbatoio fino ai *manifold*. In tale occasioni vengono valutate anche le condizioni dei muri di contenimento del bacino e l'integrità del sistema fognario che convoglia i drenaggi dal fondo.

Gli scopi dell'ispezione interna possono essere considerati i seguenti:

- Verificare le condizioni del fondo;
- Misurare gli spessori del fondo per valutare la velocità di corrosione e la vita residua;
- Identificare e valutare ogni meccanismo di degrado dei componenti interni del serbatoio.

L'ispezione è preceduta da una visita preliminare e dall'analisi delle schede storiche del serbatoio, in modo da stilare preventivamente una lista dei lavori che presumibilmente si dovranno effettuare. Anche in questo caso l'ispettore si avvale di una check-list.

Per la valutazione delle condizioni del fondo, si prelevano anche dei campioni di lamiera (carotaggi), in numero direttamente proporzionale alle dimensioni dello stesso, allo scopo di valutare anche la condizione delle lamiere dal lato della piazzola.

Durante l'ispezione interna si eseguono dei CND per valutare: le condizioni delle saldature di connessione tra mantello e trincarino, a mezzo di MT (**Magnetoscopia**); lo spessore residuo delle



lamiere del fondo, a mezzo di **Ultrasuoni o Magnetic Flux (floor scan)**⁴; la tenuta di saldature eseguite a seguito di attività di riparazione: **vacuum box**.

In particolare, la misura dello spessore delle lamiere del fondo, è fondamentale per il calcolo del rateo di corrosione che interessa le lamiere del fondo, e che servirà per prevedere la vita residua di questo elemento e quindi la frequenza delle ispezioni interne.

3.1.2.1 Frequenza delle ispezioni interne

Tale frequenza è stabilita dalla vita residua delle lamiere del fondo, calcolata in funzione del rateo di corrosione stimato in occasione dell'ispezione interna.

Il rateo di corrosione, e quindi la vita residua, sono calcolati secondo le seguenti formule:

$$RC(\text{rateo_di_corrosione}) = \frac{Sp(\text{precedente}) - Sp(\text{attuale})}{\Delta t}$$

$$VR(\text{vita_residua}) = \frac{Sp(\text{attuale}) - Sp(\text{res})}{RC(\text{rateo_di_corrosione})}$$

In cui:

- **VR**: vita residua del componente (in anni);
- **Sp (attuale)**: spessore misurato alla data di ispezione, per un componente o una determinata posizione (in millimetri);
- **Sp (precedente)**: spessore misurato nella precedente ispezione interna, o spessore iniziale (nominale) delle lamiere;
- **Sp (res)**: spessore resistente minimo ammissibile per un componente o una determinata posizione, (in millimetri);

Il rateo di corrosione, calcolato in accordo alle precedenti formule, viene modificato in funzione dell'affidabilità delle precedenti ispezioni, applicando un coefficiente di sicurezza che dipende dall'affidabilità ispettiva.

Si avrà pertanto, per il *rateo di corrosione*, la seguente formula:

$$RC = \frac{RC_{\text{misurato}}}{C_s}$$

In cui C_s è un **coefficiente di sicurezza**, che dipende dall'affidabilità del metodo utilizzato per eseguire la misura dello spessore residuo. Si va infatti da un valore di C_s pari a 0.5, nel caso in cui la misura del fondo viene fatta a spot tramite ultrasuoni, fino a un massimo di 1, quando si esegue una mappatura al 100% dello spessore delle lamiere del fondo, per mezzo di **Magnetic Flux (floor scan)** eseguito dopo sabbiatura integrale del fondo.

⁴ Questa tecnica non distruttiva consiste nello scandagliare interamente il fondo con una sonda che investe il target (cioè la lamiera di cui si deve misurare lo spessore) con un campo magnetico. La risposta in termini di linee di flusso di magnetizzazione verranno influenzate dall'effettivo spessore del ferro, poiché eventuali crateri o ammanchi di spessore determinano un'alterazione della permeabilità magnetica. Il vantaggio di tale tecnica è di fornire, con la massima affidabilità, un'analisi al 100% dello spessore del fondo, essendo che è sensibile sia a mancanze di spessore lato prodotto che lato piazzola.



Nella valutazione della vita residua influiscono comunque anche gli esiti dell'ispezione con Emissione Acustica e la storia ispettiva.

Il periodo di successivo utilizzo del serbatoio è limitato dal valore residuo dello spessore del fondo previsto alla data della successiva ispezione, che deve essere superiore o uguale allo spessore minimo accettabile⁵.

In ogni caso il periodo di intervallo tra due successive ispezioni interne non supera i 20 anni.

3.2 Serbatoi per lo stoccaggio di gas liquefatti

I serbatoi di stoccaggio di gas liquefatti, essendo delle apparecchiature a pressione, seguono interamente le direttive previste dalle normative di legge vigenti riguardo la gestione di tali apparecchiature.

Pertanto è prevista un'ispezione interna ogni 10 anni, per la così detta verifica di integrità.

Tale attività prevede:

- 1) Ispezione visiva interna sul 100% dell'apparecchiatura;
- 2) CND sulle saldature. Tali controlli devono essere eseguiti a mezzo di magnetoscopia, per evidenziare difetti affioranti, o per mezzo di ultrasuoni difettoscopici, per controllo di integrità delle saldature.
- 3) Ultrasuoni spessimetrici dall'interno sulle lamiere.
- 4) Collaudo idraulico, per verificare le parti non ispezionabili, ovvero la superficie esterna delle sfere essendo ricoperta dal refrattario, o la superficie esterna dei tumulati, ovviamente non accessibile.

Sempre in base a quanto prescritto dalle normative vigenti, è prevista una **verifica di funzionamento** ogni 2 anni, durante la quale vengono verificati gli accessori di sicurezza connessi all'apparecchio, in primo luogo le **valvole di sicurezza**, che allo scadere di tale periodo devono essere revisionate e tarate alla presenza di un funzionario dell'ASL.

Tale verifica veniva prorogata a 3 anni qualora la valvola di sicurezza che protegge l'apparecchiatura usufruiva dell'ex art. 51 del DM 21/5/74. Attualmente tale articolo è stato sostituito da una deroga del Ministero dello Sviluppo Economico, emanata esclusivamente per la Raffineria di Milazzo. Quindi le verifiche di funzionamento, ove previsto, continuano a essere eseguite con cadenza triennale.

4 ATTIVITÀ A CONCLUSIONE DEI LAVORI DI MANUTENZIONE

4.1 Supervisione lavori

Il Supervisore lavori, congiuntamente con l'ispettore dedicato ai serbatoi, verificano in campo l'avanzamento delle attività previste dalla lista lavori emessa dall'Unità Ispezioni durante le varie

⁵ Secondo la specifica API Std 653, e come riportato nell'istruzione operativa Eni NT/SP-SA/1100-04, lo spessore limite accettabile del fondo, nella zona non critica ovvero al di fuori dell'aria periferica in prossimità del mantello, è di 2.5mm per fondi singoli, e 1.5 per doppi fondi. Per quanto riguarda l'area critica periferica, ovvero quella zona del fondo compresa tra il mantello ed una distanza di 600mm misurata radialmente, agendo in questa area forze significative, lo spessore limite viene determinato secondo le tabelle 4.4 della API Std 653 riportata nell'istruzione operativa Eni NT/SP-SA/1100-04.



fasi di ispezione e manutenzione del serbatoio. Quando una singola attività sarà ultimata, la stessa sarà controfirmata sull'elenco lavori da entrambi, al fine di certificare rispettivamente sia il completamento meccanico che quello relativo agli eventuali C.N.D. e controlli di qualità previsti dalle Check-List.

Eventuali lavori previsti in tale lista, e non eseguiti, vengono debitamente giustificati dal Reparto preposto alla manutenzione.

Sono previsti *reports* di manutenzione con gli stati di avanzamento lavori compilati a cura del Supervisore lavori, che ha il compito di trasmetterli all'Unità Ispezioni.

4.2 Collaudo

A completamento dei lavori di manutenzione e chiusura dei passi d'uomo, si procede al collaudo idraulico del serbatoio, che viene eseguito riempiendo lo stesso in tre step successivi, secondo le modalità previste dalla specifica Agip Petroli 9011.31 al paragrafo 7.4.

Il verbale di collaudo, sempre a cura del supervisore lavori, viene allegato al modulo di chiusura commessa, in modo che la sua presenza sancisca la definitiva chiusura lavori del serbatoio.

Al collaudo partecipano:

- il Supervisore lavori;
- l'Ispettore;
- il Capo turno dell'esercizio;
- il Capo turno dell'antincendio.

Per quanto riguarda le linee di connessione al serbatoio (aspirazione, mandata, vapore, etc.), queste vengono collaudate dal bocchello di connessione di radice del serbatoio fino al *manifold* compreso; la pressione di collaudo sarà quella prevista dalla specifica di linea.

Terminato il collaudo, viene effettuata la verifica dei sistemi anticendio fissi dei serbatoi, secondo quanto previsto dalla procedura RAM-90024 "Procedura per la gestione delle apparecchiature anticendio di Raffineria e per l'addestramento alle Emergenze"; tale procedura prevede, infatti, successivamente all'esecuzione di attività manutentive ad un impianto o ad un serbatoio, prima della messa in esercizio dello stesso, l'esecuzione e documentazione di un test completo dei sistemi anticendio, di sicurezza e di protezione.

Prima della consegna del serbatoio al reparto viene eseguito, infine, un sopralluogo congiunto tra Supervisore lavori di Raffineria, l'Ispettore ed il Supervisore Esercizio, allo scopo di verificare il perfetto funzionamento di tutti i componenti del serbatoio con particolare attenzione ai sistemi anticendio e raffreddamento. Durante tale controllo viene verificato, in particolare, che sia stata effettuata la verifica dei sistemi anticendio fissi dei serbatoi precedentemente menzionata e che sia stato redatto il relativo rapporto.